

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

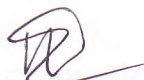
« 21 » 06 2021 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие электрических сетей 220 кВ с центром питания Зейская ГЭС с использованием инновационных технологий

Исполнитель

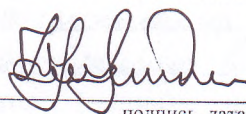
студент группы 942-ом

 14.06.21
подпись, дата

И.В. Коваленко

Руководитель

профессор, канд.техн.наук


 16.06.16
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

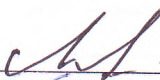
научного содержания

программы магистратуры

 17.06.21
подпись, дата

Н.В. Савина

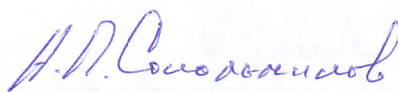
Нормоконтроль

 17.06.21
подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент



 23.06.21
подпись, дата

А.Н. Сидоров

Благовещенск 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 20 » 02 20 21 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Коваленко Илона
Васильевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Развитие электрических сетей 220 кВ с учетом наличия
Зейская ГЭС с использованием инновационных технологий
(утверждено приказом от 20.02.21 № 388-ул)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходные данные
по мощностям при проектировании производственной мощности

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1) Климатическая характеристика и территориальные особенности
района проектирования
2) Анализ существующей системы энергоснабжения, 3) Технические решения для
модернизации д. сети, 4) Выбор оптимального варианта развития сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 38 таблиц, 1 график,
2 чертежа, 11 рисунков

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 20.02.21

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 121 страницу, 38 таблиц, 14 рисунков, 76 формул, 50 источников.

СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ СЕТИ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД.

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты развития Амурской электрической сети 220кВ, разработка модернизации сети. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения объектов ПС с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования	10
2 Анализ существующего участка энергосистемы	10
2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	12
2.1.1 Характеристика источников питания	12
2.1.2 Структурный анализ электрической сети	14
2.1.3 Характеристика потребителей	20
2.2 Анализ режимов существующей сети	21
2.2.1 Анализ нормального режима	21
2.2.2 Анализ послеаварийного режима	33
2.3 Описание проблемы района проектирования	36
2.4 Анализ нормальных и послеаварийных режимов при модернизации электрической сети напряжением 220 кВ Амурской области	38
2.4.1 Анализ режима варианта модернизации электрической сети	38
2.4.2 Расчет нормальных режимов и их анализ	39
2.4.3 Расчет и анализ послеаварийного режима	45
2.5 Выводы	48
3 Технические решения для модернизации электрической сети	50
3.1 Выбор технических характеристик объектов	50
3.2 Сравнение проводов и преимущества провода АСВТ	53
3.3 Выбор сечения	60
3.4 Выбор устройств продольной компенсации	61
3.5 Выбор оборудования на ПС Эльгауголь	65
3.5.1 Выбор силовых трансформаторов	65
3.5.2 Выбор и проверка выключателей	67

3.5.3	Выбор разъединителей	71
3.5.4	Выбор трансформаторов тока	72
3.5.5	Выбор трансформаторов напряжения	76
3.5.6	Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	78
3.5.7	Выбор ограничителей перенапряжения	81
3.5.8	Выбор высокочастотных заградителей	85
3.6	Выводы	86
4	Выбор оптимального варианта развития сети	87
4.1	Капиталовложения	87
4.2	Расчет эксплуатационных издержек	88
4.3	Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	89
4.4	Оценка экономической эффективности проекта	90
4.5	Расчет надежности	94
4.6	Выводы	100
5	Инновационные технологии для развития ЭС	101
5.1	Система мониторинга воздушных линий электропередач	101
5.2	Полимерные изоляторы	104
5.3	Цифровая подстанция и её преимущества	106
5.4	Применение активных фильтров	109
5.5	Устройства продольной компенсации	111
5.6	Выводы	114
	Заключение	115
	Библиографический список	116

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТ – автотрансформатор;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ГЭС – гидроэлектростанция;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефти перекачивающая станция;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергетическая система

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РПН – регулировка под нагрузкой;

СН – среднее напряжение;

РУ – распределительное устройство;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ЭС – электрическая сеть;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ВВЕДЕНИЕ

Главными стратегическими направлениями государственной энергетической политики России до 2030 года являются: 1) энергетическая безопасность; 2) энергетическая эффективность; 3) бюджетная эффективность энергетики; 4) экологическая безопасность энергетики.

К числу основных проблем в сфере электроэнергетики в технологической части относятся:

1) Недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих линий электропередачи, ограничиваются возможности удовлетворения требований рынка;

2) Ограничения по выдаче мощности ряда электростанций;

3) Слабая управляемость сети, недостаточный объем устройств регулирования напряжения, как следствие повышенные до опасных значений напряжения в периоды суточного и сезонного снижения нагрузки;

4) Недостаточная степень устойчивости;

5) Неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным линиям различного класса напряжений, как следствие недоиспользование сетей, рост потерь в сетях.

Из вышеизложенного вытекает ряд задач, которые необходимо решить:

1) Повышение пропускной способности линий электропередачи, вплоть до теплового предела по нагреву;

2) Обеспечение устойчивой работы энергосистемы при различных возмущениях;

3) Обеспечение заданного (принудительного распределения) мощности в электрических сетях в соответствии с требованиями диспетчера;

4) Регулирование напряжения в сетях.

Для решения данных задач необходимо выбрать интенсивный путь развития, при строительстве новых объектов электроэнергетики и модернизации старых необходимо использовать новые технологии.

Актуальность темы исследования. Анализ актуальных проблем функционирования ЕЭС России и транспорта электроэнергии позволили выявить ряд «узких мест», которыми, в частности, являются:

- ограниченные возможности параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока;

- недостаточная пропускная способность ряда сечений ОЭС Востока

Целью исследования является, оценить работу электрической сети, разработка вариантов подключения развития сети с применением инновационных технологий, расчет режимов электрической сети, выбор основного оборудования, расчет экономической эффективности предложенных вариантов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- а) Определение эквивалента рассматриваемого участка сети;
- б) Выполнение структурного анализа электрической сети района проектирования;
- в) Проведение серии расчетов нормальных и послеаварийных электрических режимов в ПВК RastrWin;
- г) Разработка нескольких технических вариантов, направленных на повышение эффективности функционирования заданного энергорайона в нормальных и послеаварийных режимах;
- д) Выбор основных характеристик технических объектов с использованием инновационного оборудования;
- е) Расчет возможных эффектов от реализации каждого рассмотренного варианта;

ё) Определение оптимального варианта инновационного развития сети на основании расчета экономической эффективности с учетом фактора надежности.

Научная новизна заключается в следующем:

Обосновать эффективность применения инновационных технологий для качественного, надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

Практическая значимость заключается в следующем:

Развитие электрических сетей с применением инновационных технологий необходимо, потому что в данном районе проектирования высокая загруженность сетей 220 кВ, а также устаревшее оборудование и большое количество ЛЭП, исполнение которых произведено двумя и более сечениями. Так же происходит рост нагрузки.

Ожидаемая экономическая эффективность проекта заключается в применении инновационных технологий для развития сети, позволяющее снизить потери электрической сети, повысить качество электроснабжения потребителей, а также повысить надежность и эффективность работы объекта за счет сокращения времени проведения переключений и минимизации риска ошибочных действий персонала.

При реализации проекта были использованы: Microsoft Word 2010, Microsoft Visio 2010, RastrWin3, Mathcad15, схемы Амурской электрической сети 220-110-35-10 кВ; электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2024 году, а также проект развития Приморской энергосистемы на 2024 г. с учетом перспективы до 2030 г.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Климат Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и географических факторов. Под географическими факторами понимают многое: широтное положение; удаленность территории от моря; влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого теплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до -40°C . В межгорных впадинах до -50°C [40].

В Амурской области по климатическим показателям выделяют четыре сезона года: зиму, весну, лето и осень. Каждый сезон отличается изменениями температуры, осадков, влажности, преобладающим типом погод. Переход средней суточной температуры через -5°C в сторону похолодания признают началом зимы, а переход средней суточной температуры через $+5^{\circ}\text{C}$ в сторону увеличения рассматривают как начало весны. Признаками начала и конца лета служат показатели средней суточной температуры $+10^{\circ}\text{C}$ в момент увеличения - начало лета и ее уменьшения конец лета — начало осени.

Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 38°C .

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм.

В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в Зейском районе — до 500 мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70% годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков [40].

Одним из условий, определяющих величину солнечной радиации, является продолжительность солнечного сияния. Продолжительность солнечного сияния, выраженная в часах за год, на севере области составляет величину 1900-2000.

Неблагоприятные атмосферные явления. В холодный период года неблагоприятными погодами являются погоды с низкими температурами. Абсолютные минимумы на севере области по средним показателям могут быть ниже - 55°C, а на юге -45°C.

Зимние метели, сопровождающиеся сильным ветром, могут и в переходные сезоны года создавать снежные заносы, осложнять передвижение человека и транспорта. Высота снежного покрова по средним показателям составляет 30 см, но ветром снег переносится, скапливается в понижениях и на подветренных склонах, где высота его может быть более метра. Снег выпадает при прохождении через область циклонов. Летом случаются грозы с сильным ветром и градом, что тоже может приносить значительный ущерб человеку. А летние наводнения, обусловленные муссонными дождями, иногда бывают с катастрофическими последствиями. Наряду с обильными дождями летом случаются и засухи. Засуха может сопровождаться слабым суховеем.

Климатические условия Амурской области и случающиеся неблагоприятные природные явления создают трудности.

По ветровому давлению – II район, 500 Па.

По толщине стенки гололеда – III район, 20мм.

Число грозных часов в год – от 40 до 60 ч/г.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО УЧАСТКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

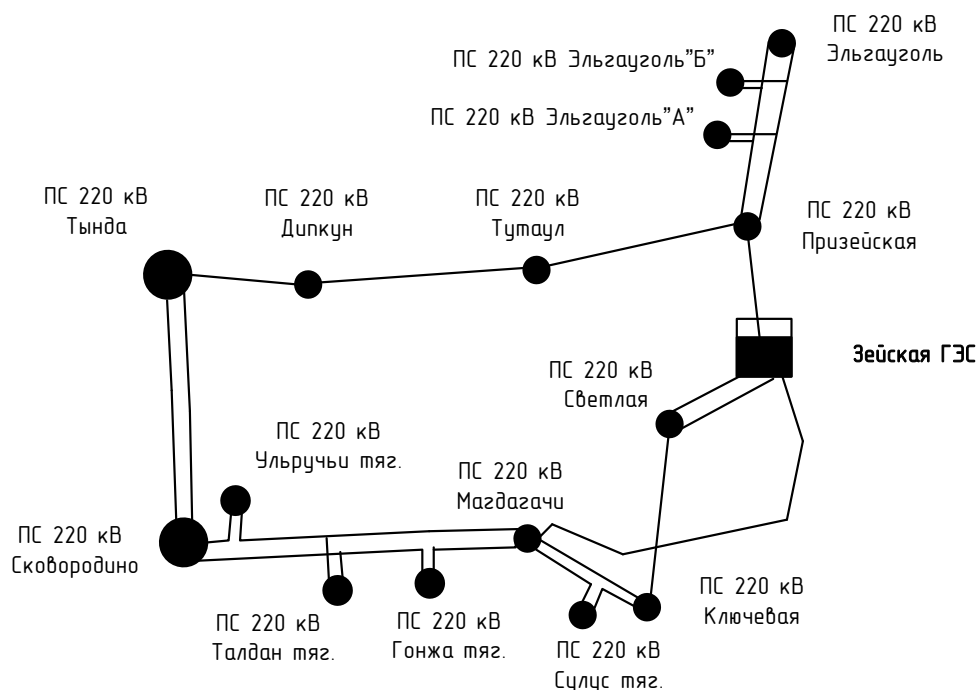


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбран объект генерации Зейская ГЭС;

Также выбрано 16 подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ

2.1.1 Характеристика источников питания

Для магистерского исследования в качестве источников питания выбрана Зейская ГЭС.

Зейская ГЭС – гидроэлектростанция, основными функциями которой выработка электроэнергии, регулирование напряжения и обеспечение резерва мощности в энергосистеме, защита от наводнений, обеспечение судоходства ниже створа ГЭС[22].

Зейская ГЭС расположена на реке Зeya, в 653,8 км от устья, в 5 км выше г. Зеи. Плотина массивно-контрофорсного типа, здание ГЭС–приплотинного типа. Водохранилище Зейской ГЭС многолетнего регулирования. Нормальный подпорный уровень (НПУ) равен 315,0 м БС, уровень мертвого объема (УМО) – 299,0 м БС. Объем водохранилища при НПУ – 68,42 км³, объем при УМО–36,30 км³.

На Зейской ГЭС установлены 6 гидроагрегатов: 4 гидроагрегата установленной мощностью 225 МВт каждый и 2 гидроагрегата установленной мощностью 215 МВт каждый. Установленная мощность станции – 1330 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 4910 млн кВт·ч.

Для преобразования энергии потока воды в энергию вращения ротора генератора используются поворотные-лопастные диагональные турбины типа Д45-2556-В600. Конструктивной особенностью поворотных-лопастных турбин (турбина Каплана) является то, что в турбинах данного типа лопасти могут поворачиваться вокруг своей оси одновременно, за счёт чего регулируется её мощность. Также мощность может регулироваться с помощью лопаток направляющего устройства. Лопасти гидротурбины могут быть расположены как перпендикулярно её оси, так и под углом[22].

Последняя разновидность называется диагональной турбиной. Диагональные турбины применяются на напорах от 30 до 200 метров, конкурируя на низких напорах с классическими поворотными-лопастными турбинами, а на высоких — с радиально-осевыми турбинами.

Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 15,75 кВ, каждый генератор подключён к своему трёхфазному трансформатору. Два генератора подключены к трансформаторам ТНЕРЕ 265000/242/15,75-РН и ТЦ-250000/220, четыре генератора — к трансформаторам ТЦ-250000/500 (3 шт.) и ТНЕРЕ 265000/525/15.75-РН (1 шт.), а через них — к открытому распределительному устройству (ОРУ) напряжением 220/500 кВ[22].

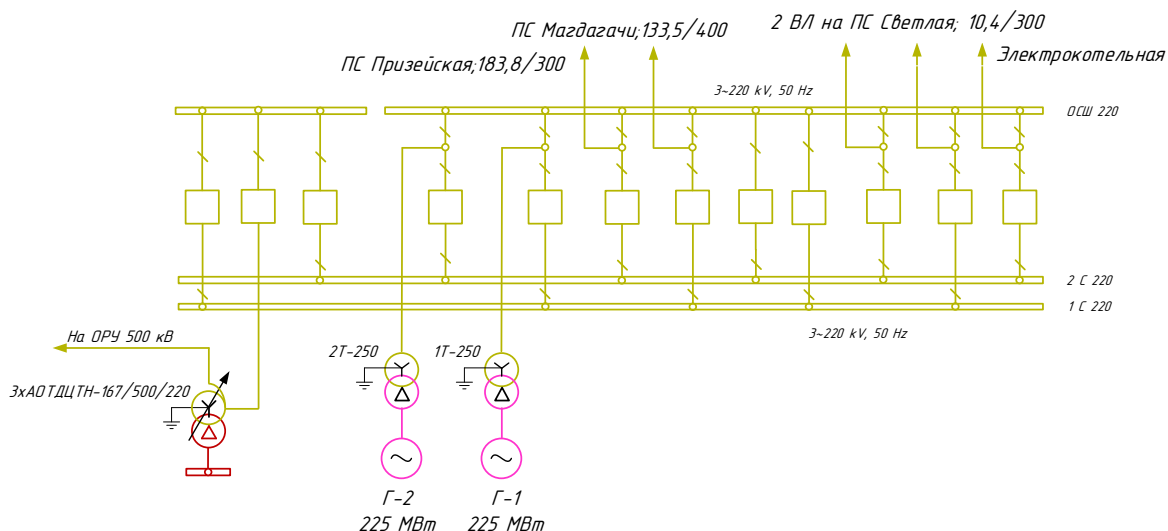


Рисунок 2 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС

Электроэнергия Зейской ГЭС выдаётся в энергосистему по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — ПС Амурская (2 цепи);
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Светлая с отпайкой на ПС Энергия (2 цепи);
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Призейская;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Магдагачи.

2.1.2 Структурный анализ электрической сети

Для выбранного участка произведен анализ линий. Основное внимание уделено линиям напряжением 220 кВ поскольку эти данные необходимы при последующем расчете и анализе режимной ситуации.

Таблица 1 – Анализ линий электропередачи

Наименование линии	Класс номинального напряжения, кВ	Протяженность линии, км	Марка провода и сечение провода	Число цепей
1	2	3	4	5
ПС Тында – ПС Сквородино	220	158,6-155,3	АС 300/39	двухцепная
ПС Сквородино – ПС Ульручи тяг.	220	24,5-5,1	АС 240/39- АС 300/39	одноцепная
ПС Ульручи тяг. – ПС Магдагачи с отпайкой на ПС Талдан тяг.	220	4,4-121,8/0,43	АС 300/39- АС 240/39	одноцепная
ПС Сквородино – ПС Гонжа тяг. с отпайкой на ПС Талдан тяг.	220	115,2/0,34	АСО 300/39	одноцепная
ПС Гонжа тяг. – ПС Магдагачи	220	35,9	АСО 300/39	одноцепная
ПС Магдагачи – ПС Сулус тяг.	220	33,6	АС 240/39- АСО 300/39	одноцепная
ПС Сулус тяг. – ПС Ключевая	220	22,6	АС 300/39- АС 240/39	одноцепная
ПС Магдагачи – ПС Ключевая	220	54,6	АС 300/39	одноцепная
ПС Магдагачи – Зейская ГЭС	220	132,5	АС 400/64	одноцепная
ПС Магдагачи – ПС Ключевая	220	54,6	АС 300/39	одноцепная
ПС Магдагачи – Зейская ГЭС	220	132,5	АС 400/64	одноцепная
ПС Ключевая – ПС Светлая	220	112,3	АСО 300/39	одноцепная
ПС Светлая – Зейская	220	10,09-2,17/	АС 300/39	двухцепная
ПС Магдагачи – ПС Ключевая	220	54,6	АС 300/39	одноцепная
ПС Магдагачи – Зейская ГЭС	220	132,5	АС 400/64	одноцепная
ПС Ключевая – ПС Светлая	220	112,3	АСО 300/39	одноцепная
ПС Светлая – Зейская	220	10,09-2,17/	АС 300/39-	двухцепная
Зейская ГЭС – ПС Призейская	220	183,8	АС 300/39	одноцепная

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ПС Призейская - ПС Эльгауголь С отпайками на ПС Эльгауголь "А" и ПС Эльгауголь "Б"	220	268	АС 300/39	двухцепная
ПС Призейская – ПС Тутаул	220	98,7	АС 300/39	одноцепная
ПС Тутаул - ПС Дипкун	220	54,3	АС 300/39	одноцепная
ПС Дипкун - ПС Тында	220	147,7	АС 300/39	одноцепная

2.3 Анализ подстанций

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и мощность, установленных на них трансформаторов.

Таблица 2 – Анализ подстанций

Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН	Количество и мощность трансформаторов
1	2	3	4
Тында 220/110/35/10	Узловая	13-Две рабочие системы шин	АТ-1 63 МВА АТ-2 63 МВА Т 3 40 МВА Т 4 40 МВА
Сковородино 220/110/35/10	Узловая	12-Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	АТ-1 63 МВА АТ-2 63 МВА Т 3 25 МВА Т 4 25 МВА
Ульручы тят. 220/27,5/11	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА

1	2	3	4
Талдан тяг. 220/27,5/11	Ответвительная	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА
Гонжа тяг. 220/27,5/11	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА
Сулус тяг. 220/27,5/11	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА
Магдагачи 220/35/10	Узловая	12-Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 25 МВА Т-2 40 МВА Т-3 40 МВА
Ключевая 220/35/10	Узловая	12-Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 25 МВА Т-2 4 МВА
Светлая 220/110/35/10	Узловая	13Н-Две рабочие и обходная системы шин	АТ-1 63 МВА АТ-2 63 МВА Т 3 20 МВА Т 4 20 МВА
ЗГЭС 500/220	Узловая	12-Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	АТх3 167 МВА Т 1-3 250МВА Т 4 265 МВА Т 5 225 МВА Т 6 265 МВА
Призейская	Узловая	12-Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА

1	2	3	4
Эльгауголь	Тупиковая	7-Четырехугольник	АТ-1 125 МВА АТ-2 125 МВА
Эльгауголь "А"	Тупиковая	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Т-1 80 МВА Т-2 80 МВА
Эльгауголь "Б"	Тупиковая	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА
Тутаул	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА
Дипкун	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА

В данном районе рассмотрено 16 подстанций, большинство из них являются двухтрансформаторными, по виду присоединения большинство подстанций является узловыми из-за большого количество присоединений.

На примере ПС Тында рассмотрим подробное описание подстанции:

ПС 220 кВ расположена в Амурской области, в 4 км на юго-восточной окраине г. Тынды, на юго-запад – 3 км от железной дороги «БАМ».

Подстанция «Тынды», суммарной установленной мощностью 228 МВА, осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 110, 35, 10 кВ[46].

РУ 220 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 110 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 35 кВ выполнено по схеме 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». РУ

10 кВ выполнено по схеме 1 – «Одна секционированная выключателем система шин»[39].

В данном проекте мы будем подробно рассматривать только РУ ВН.

На РУ ВН подходят следующие линии:

- КВЛ 220 кВ Тында-НПС-20 №1
- КВЛ 220 кВ Тында-НПС-20 №2
- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на на ПС НПС-19
- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на на ПС НПС-19
- КВЛ 220 кВ Тында-Дипкун
- КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында
- КВЛ 220 кВ Тында-Хорогочи

На ПС 220 кВ Тында установлено два автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/35 (расшифровывается как автотрансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, с устройством РПН) и два силовых трансформатора с диспетчерским наименованием Т-3 и Т-4 типа ТДТН-40000/110/35/10 (расшифровывается как трансформатор трехфазный трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с устройством РПН)[46].

АТ был изготовлен ООО «Тольятинский трансформатор» в 2009 году, введен в эксплуатацию в 2012 году. На АТ установлены устройство РПН типа РС-4 на АТ-1 и МІ 802-170/С на АТ-2, место установки СН.

ТДТН-40000/110/35/10 был изготовлен ООО «Тольятинский трансформатор» в 2009 году, введен в эксплуатацию в 2012 году. На трансформаторе Т-3 установлено устройство РПН тип – VRCIII400Y-72,5/B-10191W, изготовленное в 2009 г., введено в эксплуатацию в 2012 году и

устройство ПБВ, установленное на СН 35 кВ, изготовленное в 2009 году и введенное в эксплуатацию в 2012 году.

РУ ВН представляет собой КРУЭ напряжением 220 кВ, внутренней установки. Было введено в эксплуатацию в 2014 году. Данное КРУЭ произведено Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co.(КНР) в 2009. Тип – ZF16-252 (L). Привод – гидро-пружинный. Трансформатор тока – LR-220. Трансформатор напряжения – JDQXF3-220. Трансформаторы тока LR-110, LR-220 представляют собой однофазные, закрытые трансформаторы тока проходной конструкции. Марка и сечение кабеля – ПвПу2г 1х500(гж)/95/127/220.

Для КРМ установлены:

- Шунтирующие реакторы Р-1 и Р-2 тип – РТД -20000/35. Шунтирующий реактор Р-1 введен в эксплуатацию в 1978 г., Р-2 в 1981 году.

-Управляемый шунтирующий реактор тип - РТДУ-100000/220-УХЛ1. Данный УШР изготовлен в 2009 г. и введен в эксплуатацию в 2015 году.

2.1.3 Характеристика потребителей

Крупным потребителям электроэнергии, в рассматриваемом районе относятся предприятия добывающей промышленности: Эльгинское месторождение – 3 категория надежности и объекты трубопроводного транспорта (НПС-20, НПС-21) – 1 категория надежности. Характер нагрузок приведенных потребителей – промышленный.

Через Амурскую область проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона[40].

ПС 220/35/10 кВ «А» размещается на северо-востоке Амурской области на расстоянии 80 км от существующей ПС 220 кВ «Призейская». ПС 220 кВ

«А» предназначена для электроснабжения потребителей подъездного железнодорожного пути от ж.д. станции Улак к Эльгинскому угольному месторождению (ж.д. станция А).

ПС 220/35/10 кВ «Б» размещается на юго-восточной части Республики Саха (Якутия) на территории МО «Нерюнгринский район». ПС 220 кВ «Б» предназначена для электроснабжения потребителей объекты угольного разреза, в том числе горно-обогатительный комбинат, технологическое оборудование, поселок горняков на 5000 человек.

2.2 Анализ режимов существующей сети

2.2.1 Анализ нормального режима

Режимом электроэнергетической системы называется её состояние, определяемое параметрами в заданный момент времени. По результатам расчета можно получить параметры режима, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов (нормальных, ремонтных, послеаварийных), можно заранее определить слабые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

Активные сопротивления линий для режима зимнего максимума определяются с учетом температуры:

$$r_{0,t} = r_0 \cdot [1 + \alpha_T \cdot (t - 20)] \quad (1)$$

$$R_{БЛ} = r_{0,t} \cdot l_{БЛ} \quad (2)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$r_{0,t}$ – удельное активное сопротивление при температуре, равной t ;

α_T – температурный коэффициент, равный 0,004 для проводов АС, и 0,0043 для медных проводов;

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Для режима летнего минимума:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}. \quad (3)$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}. \quad (4)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}. \quad (5)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями[17].

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}; \quad (6)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}. \quad (7)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Схема замещения трехобмоточного трансформатора для ПВК RastrWin 3 изображена на рисунке 3:

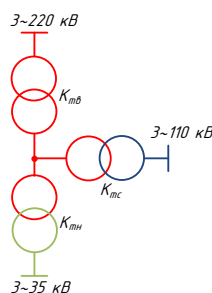


Рисунок 3 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора 220/110/35

В таблицах 3, 4 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов.

Произведем расчет нормального режима электрической сети.

Таблица 3 – Узлы

Тип	Название	U_н ом	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	Зейская ГЭС 220	220	80	30	116, 7	77,24	-1000	1000		232	-23,53
Нагр	ПС Светлая	220	39,4	15, 8						231,73	-23,51
Нагр	ПС Ключевая	220	4,73	1,8						226,41	-21,08
Нагр	Сулус Тяга	220	13,4	5,3						225,28	-20,69
Нагр	Магдагачи	220	12,8	5,1						224,76	-20,27
Нагр	Гонжа Тяг.	220	18,6	7,4						221,98	-18,91
Нагр	Талдан отп.1	220								219,27	-16,73
Нагр	Талдан отп.2	220								219,2	-16,67
Нагр	ПС Талдан	220	24,2	9,6						219,22	-16,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	Улучьчи тяга	220	21,7	8,6						218,81	-16,32
Нагр	Сковородино ВН	220	122	49						218,53	-15,93
Нагр	Нейтраль Скв.1	220								214,35	-18,43
Нагр	Нейтраль Скв.2	220								214,35	-18,43
Нагр	Сковородино СН	110	39,6	15,8 4						107,11	-18,42
Нагр	Сковородино НН	35								34,08	-18,43
Ген	ПС Тында 220 ВН	220	13,6	5,52	589, 4	21,13	- 1000	1000		231	-2,926
Нагр	Нейтраль Тында 1	220								229,67	-3,744
Нагр	Нейтраль Тында 2	220								229,67	-3,744
Нагр	ПС Тында 220 СН	110	14,8	5,92						114,81	-3,74
Нагр	ПС Тында 220 НН	10								10,335	-3,744
Нагр	ПС Дипкун	220	5	2						226,74	-17,22
Нагр	ПС Тутаул	220	4,5	1,8						227,55	-22,16
База	ПС Призейская ВН	220			6,23 8	100,5	- 1000	1000		232	-30,36
Нагр	ПС Призейская СН	35	2	0,8						36,804	-30,65
Нагр	ПС Призейская НН	10								10,417	-30,65
Нагр	ПС Эльгауголь ВН	220								220,15	-42,56
Нагр	Нейтраль 1 Эльга	220								221,2	-46,77
Нагр	Нейтраль 2 Эльга	220								221,2	-46,77
Нагр	ПС Эльгауголь СН	110	80	32					- 5200	110,56	-46,77
Нагр	ПС Эльгауголь НН	35	40	16						35,008	-49,86
Ген	Зейская 500 кВ	500				551,1	- 1000	1000	2000	525	-23,52
Нагр	Нейтраль	500								525,8	-23,53
Нагр	Зейская 10 кВ	10								10,516	-23,53
Нагр	Нейтраль Призейская 1	220								231,5	-30,65
Нагр	Нейтраль Призейская 2	220								231,5	-30,65
Нагр	Отпайка ПС А 1	220								226,48	-34,92
Нагр	Отпайка ПС А 2	220								226,48	-34,92
Нагр	Отпайка ПС Б 1	220								221,42	-39,89

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	Отпайка ПС Б 2	220								221,42	-39,89
Нагр	ПС А	220	40	16						226,47	-34,93
Нагр	ПС Б	220	80	32						221,42	-39,89

Таблица 4 – Ветви

Тип	Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротив- ление X, Ом	Реактивная проводим- ность B, мкСм	Кoeffи- циент транс- формации Kт/г
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	0,67	2,94	-17,31	
ЛЭП	ПС Светлая - ПС Ключевая	11	48,17	-296,47	
ЛЭП	Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	0,67	2,94	-17,31	
ЛЭП	ПС Светлая - ПС Ключевая	11	48,17	-296,47	
ЛЭП	ПС Ключевая - Сулус Тяга	4,06	14,6	-87,36	
ЛЭП	Сулус Тяга - Магдагачи	2,73	9,83	-58,6	
ЛЭП	ПС Ключевая - Магдагачи	5,35	23,44	-144,24	
ЛЭП	Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	11	61,9	-397,98	
ЛЭП	Магдагачи - Гонжа Тяг.	3,5	15,4	-95	
ЛЭП	Гонжа Тяг. - Талдан отп.1	4,45	19,48	-119,9	
ЛЭП	Магдагачи - Талдан отп.2	14,7	52,98	-316,68	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Талдан отп.2 - ПС Талдан	0,076	0,33	-2,05	
ЛЭП	Талдан отп.1 - Сковородино ВН	6,83	29,9	-184,2	
ЛЭП	Талдан отп.2 - Улручы тяга	0,43	1,88	-11,6	
ЛЭП	Улручы тяга - Сковородино ВН	0,43	1,88	-11,6	
Тр-р	Сковородино ВН - Нейтраль Скв.1	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Скв.1 - Сковородино СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Скв.1 - Сковородино НН	2,8	195,6		0,159
Тр-р	Сковородино ВН - Нейтраль Скв.2	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Скв.2 - Сковородино СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Скв.2 - Сковородино НН	2,8	195,6		0,159
ЛЭП	Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	14,5	63,49	-390,72	
ЛЭП	Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	15,2	66,58	-409,7	
Тр-р	ПС Тында 220 ВН - Нейтраль Тында 1	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Тында 1 - ПС Тында 220 СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Тында 1 - ПС Тында 220 НН	2,8	195,6		0,045

1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС Тында 220 ВН - Нейтраль Тында 2	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Тында 2 - ПС Тында 220 СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Тында 2 - ПС Тында 220 НН	2,8	195,6		0,045
ЛЭП	ПС Тында 220 ВН - ПС Дипкун	14,63	64	-394,1	
ЛЭП	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5,21	22,84	-140	
ЛЭП	ПС Тутаул - ПС Призейская ВН	9,12	39,9	-140,6	
Тр-р	ПС Призейская ВН - Нейтраль Призейская 1	5,7	275	5,67	1
Тр-р	Нейтраль Призейская 1 - ПС Призейская СН	5,7			0,159
Тр-р	Нейтраль Призейская 1 - ПС Призейская НН	5,7	148		0,045
Тр-р	ПС Призейская ВН - Нейтраль Призейская 2	5,7	275	5,7	1
Тр-р	Нейтраль Призейская 2 - ПС Призейская СН	5,7			0,159
Тр-р	Нейтраль Призейская 2 - ПС Призейская НН	5,7	148		0,045
ЛЭП	ПС Призейская ВН - Зейская ГЭС 220	18,34	80,3	-494,2	
Тр-р	ПС Эльгауголь ВН - Нейтраль 1 Эльга	0,55	59,2	11,81	1
Тр-р	Нейтраль 1 Эльга - ПС Эльгауголь СН	0,48			0,5

1	2	3	4	5	6
Тр-р	Нейтраль 1 Эльга - ПС Эльгауголь НН	3,2	131		0,162273
Тр-р	ПС Эльгауголь ВН - Нейтраль 2 Эльга	0,55	59,2	11,81	1
Тр-р	Нейтраль 2 Эльга - ПС Эльгауголь СН	0,48			0,5
Тр-р	Нейтраль 2 Эльга - ПС Эльгауголь НН	3,2	131		0,162273
Тр-р	Зейская 500 кВ - Нейтраль	0,58	61,1	24,2	1
Тр-р	Нейтраль - Зейская ГЭС 220	0,39	113,5		0,44
Тр-р	Нейтраль - Зейская 10 кВ	2,9			0,02
ЛЭП	ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 1	7,84	34,32	-211,2	
ЛЭП	ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 2	7,84	34,32	-211,2	
ЛЭП	Отпайка ПС А 1 - ПС А	0,019	0,08	-0,52	
ЛЭП	Отпайка ПС А 2 - ПС А	0,019	0,08	-0,52	
ЛЭП	Отпайка ПС А 1 - Отпайка ПС Б 1	9,6	42,9	-264	
ЛЭП	Отпайка ПС А 2 - Отпайка ПС Б 2	9,6	42,9	-264	
ЛЭП	Отпайка ПС Б 1 - ПС Б	0,019	0,08	-0,52	

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Отпайка ПС Б 2 - ПС Б	0,019	0,08	-0,52	
ЛЭП	Отпайка ПС Б 1 - ПС Эльгауголь ВН	8,256	36,8	-227,04	
ЛЭП	Отпайка ПС Б 2 - ПС Эльгауголь ВН	8,256	36,8	-227,04	

Таблица 5 – Отклонения напряжения

Название	Номинальное напряжение, U _{ном} , кВ	Фактическое напряжение, V, кВ	Отклонение напряжения, dV, кВ
1	2	3	4
Зейская ГЭС 220	220	232	5,45
ПС Светлая	220	231,73	5,33
ПС Призейская ВН	220	232	5,45
ПС Призейская СН	35	36,8	5,16
Нейтраль	500	525,8	5,16
Зейская 10 кВ	10	10,516	5,16
Нейтраль Призейская 1	220	231,5	5,23
Нейтраль Призейская 2	220	231,5	5,23

На основе рассчитанного режима произведем анализ режимной ситуации.

Напряжение на шинах не выходит за пределы допустимых значений.

На шинах 220 кВ ПС Светлая, ЗГЭС, ПС Призейская, наблюдается небольшое повышение напряжения, но находится в допустимых для них пределах.

Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

Токовая нагрузка линии представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Токовая нагрузка линий

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25 °С I _{доп 25 ДДТН}	Токовая нагрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	51,46	53,78	710	7,25
Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	51,46	53,78	710	7,25
ПС Светлая - ПС Ключевая	117	142,8	710	16,47
ПС Ключевая - Сулус Тяга	68,99	77,89	605	11,40
Сулус Тяга - Магдагачи	94,12	98,29	605	16,24
ПС Ключевая - Магдагачи	80,19	92,29	605	15,25
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	120,6	153,5	710	21,61
Магдагачи - Гонжа Тяг.	214,8	222,8	710	36,82
Гонжа Тяг. - Талдан отп.1	250,9	258,7	710	36,43
Магдагачи - Талдан отп.2	145,9	170,3	605	28,15
Талдан отп.1 - ПС Талдан	205,7	208,4	605	34,00
Талдан отп.2 - ПС Талдан	250	255,3	605	41,30
Талдан отп.1 - Сковородино ВН	55,5	65,68	710	10,85
Талдан отп.2 - Улручы тяга	414,8	415,5	605	68,60
Улручы тяга - Сковородино ВН	456,7	457,2	710	64,25
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	461,7	462,2	710	65,10
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	441	444,7	710	62,11
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	441	444,7	710	62,11

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
ПС Тында 220 ВН - ПС Дипкун	496	503,7	710	70,84
ПС Дипкун - ПС Тутаул	479,9	484,7	710	68,16
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	441	444,7	710	62,11
ПС Тында 220 ВН - ПС Дипкун	496	503,7	710	70,84
ПС Дипкун - ПС Тутаул	479,9	484,7	710	68,16
ПС Тутаул - ПС Призейская ВН	470,4	472,9	710	66,20
ПС Призейская ВН - Зейская ГЭС 220	187,3	202	710	28,45
ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 1	311,5	313,4	710	43,97
ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 2	311,5	313,4	710	43,97
Отпайка ПС А 1 - ПС А	54,83	54,86	605	9,05
Отпайка ПС А 2 - ПС А	54,83	54,86	605	9,05
Отпайка ПС А 1 - Отпайка ПС Б 1	262,3	263,5	710	36,90
Отпайка ПС А 2 - Отпайка ПС Б 2	262,3	263,5	710	36,90

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Отпайка ПС Б 1 - ПС Б	112	113,1	605	18,51
Отпайка ПС Б 2 - ПС Б	112	113,1	605	18,51
Отпайка ПС Б 2 - ПС Эльгауголь ВН	157,1	160,2	710	22,53
Отпайка ПС Б 1 - ПС Эльгауголь ВН	157,1	160,2	710	22,53

По результатам расчета нормальных режимов, можно сделать вывод, что линии загружены в допустимых пределах.

Схема потокораспределения представлена на рисунке 4:

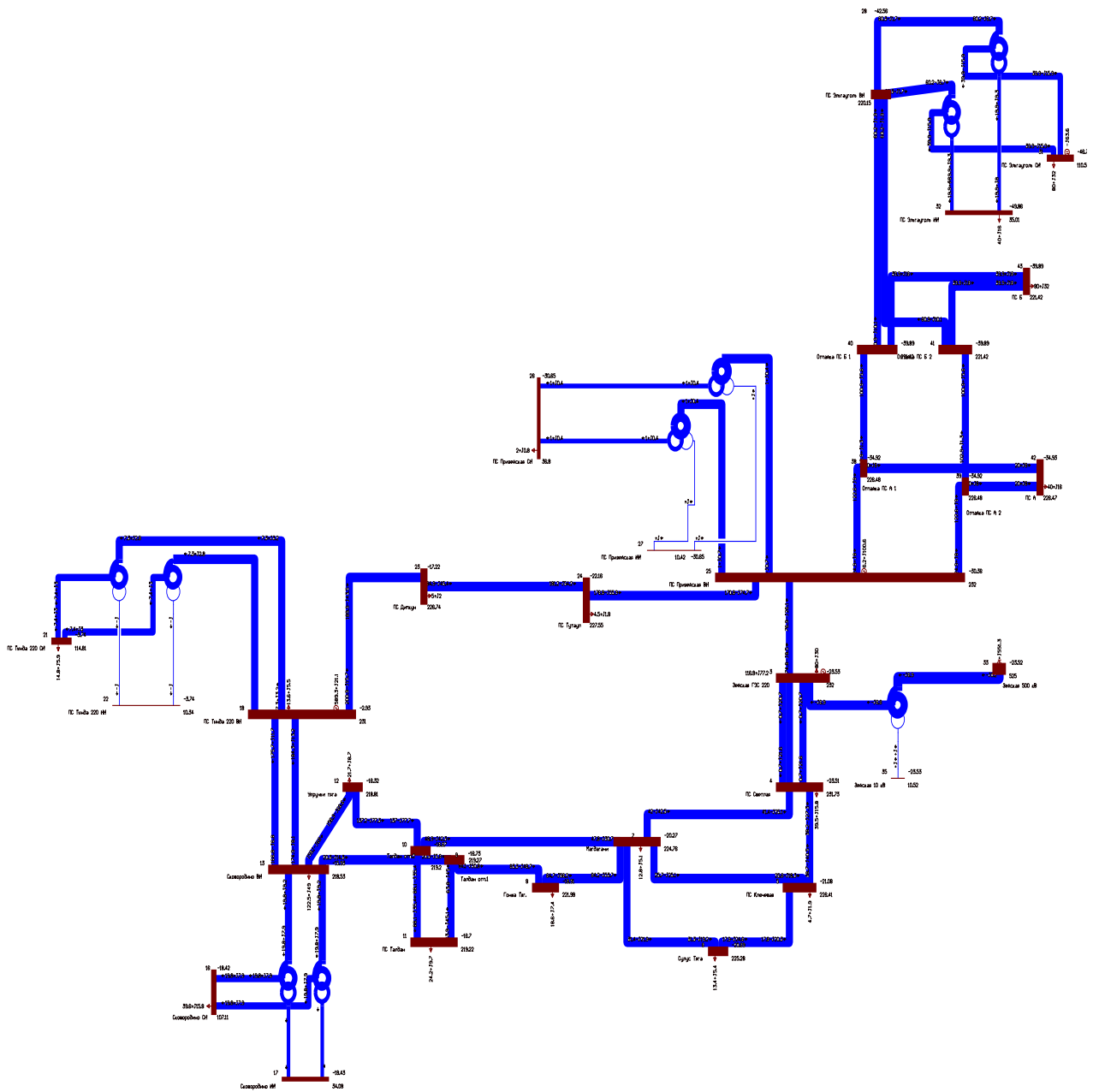


Рисунок 4 – Схема потокораспределения для действующей сети

2.2.2 Анализ послеаварийного режима

В данном режиме отключаем линию Тынды ВН 220 - ПС Дипкун
 Произведем расчет послеаварийного режима электрической сети.

Таблица 7 – Отклонения напряжения

Название	Номинальное напряжение, U ном, кВ	Фактическое напряжение, V, кВ	Отклонение напряжения, dV, кВ
1	2	3	4
Зейская ГЭС 220	220	232	5,45
ПС Светлая	220	231,66	5,3
ПС Тында 220 ВН	220	232	5,45
ПС Дипкун	220	232,99	5,9
ПС Тутаул	220	232,92	5,87
ПС Призейская ВН	220	232	5,45
ПС Призейская СН	35	36,804	5,16
Нейтраль	500	525,8	5,16
Зейская 10 кВ	10	10,516	5,16
Нейтраль Призейская 1	220	231,5	5,23
Нейтраль Призейская 2	220	231,5	5,23

Напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах. На шинах 220 кВ ПС Тында, ПС Дипкун ЗГЭС, ПС Призейская, ПС Светлая наблюдается небольшое повышение напряжения, но находится в допустимых для них пределах. Для этих ПС наибольшее допустимое рабочее напряжение равно 246 кВ.

Таблица 8 – Токовая нагрузка линий

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25 °С I _{доп 25 ДДТН}	Токовая нагрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	238,24	239,78	710	34,4
Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	238,24	239,78	710	34,4
ПС Светлая - ПС Ключевая	378,66	380,84	710	53,2
ПС Ключевая - Сулус Тяга	184,71	185,55	605	30,1
Сулус Тяга - Магдагачи	150,96	151,99	605	25,8

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
ПС Ключевая - Магдагачи	180,51	181,44	605	29,6
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	378,05	378,2	710	52,2
Магдагачи - Гонжа Тяг.	417,85	418,16	710	58,4
Гонжа Тяг. - Талдан отп.1	369,66	371,17	710	52,6
Магдагачи - Талдан отп.2	255,56	260,09	605	42,3
Талдан отп.1 - ПС Талдан	303,24	303,7	605	50,9
Талдан отп.2 - ПС Талдан	243,35	245,3	605	41,7
Талдан отп.1 - Сковородино ВН	64,408	68,105	710	9,8
Талдан отп.2 - Улручы тяга	497,91	498,11	710	71,2
Улручы тяга - Сковородино ВН	445,47	445,77	710	62,5
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	92,423	140,66	710	19,7
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	85,853	136,41	710	18,3
ПС Тында 220 ВН - ПС Дипкун			710	
ПС Дипкун - ПС Тутаул	18,58	21,54	710	3,5
ПС Тутаул - ПС Призейская ВН	25,35	36,73	710	4,1
ПС Призейская ВН - Зейская ГЭС 220	501,24	506,96	710	71,0
ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 1	311,74	313,39	710	44,4
ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 2	311,74	313,39	710	44,4
Отпайка ПС А 1 - ПС А	54,85	57,36	605	9,3
Отпайка ПС А 2 - ПС А	54,85	57,36	605	9,3
Отпайка ПС А 1 - Отпайка ПС Б 1	263,49	264,32	710	38,7
Отпайка ПС А 2 - Отпайка ПС Б 2	263,49	264,32	710	38,7

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Отпайка ПС Б 1 - ПС Б	112,05	115,22	605	19,8
Отпайка ПС Б 2 - ПС Б	112,05	115,22	605	19,8
Отпайка ПС Б 1 - ПС Эльгауголь ВН	158,03	160,87	710	22,3
Отпайка ПС Б 2 - ПС Эльгауголь ВН	158,03	160,87	710	22,3

По результатам расчета послеаварийного режима, можно сделать вывод, что линии загружены в допустимых пределах.

2.3 Описание проблемы района проектирования

При магистерском исследовании, было выявлено что большинство линии, находятся в хорошем состоянии, но есть ряд мест, где есть проблемные участки. На транзите 220 кВ ПС Призейская - ПС Эльгауголь из расчета режима в программе RastrWin3 была выявлена проблема. Напряжения находятся в допустимых пределах, длительно допустимый ток на ЛЭП не превышает номинальных значений проводов, но из-за добавления нагрузки на ПС Эльгауголь, существующие линии не выдерживают данную нагрузку, поэтому требуется строительство 2 линии ПС Призейская - ПС Эльгауголь, модернизация действующей схемы на ПС Эльгауголь замена схемы четырехугольник на одну рабочую секционированную выключателем систему шин. Эта проблема связана с тем, что, с каждым годом вырастает нагрузка из-за появления новых потребителей

Появляется проблема на участке ПС Тында - ПС Дипкун, линии загружены более 100 %. Для устранения данной проблемы, можно применить устройство продольной компенсации.

Схема подключения ПС Эльгауголь изображена на рисунке 5.

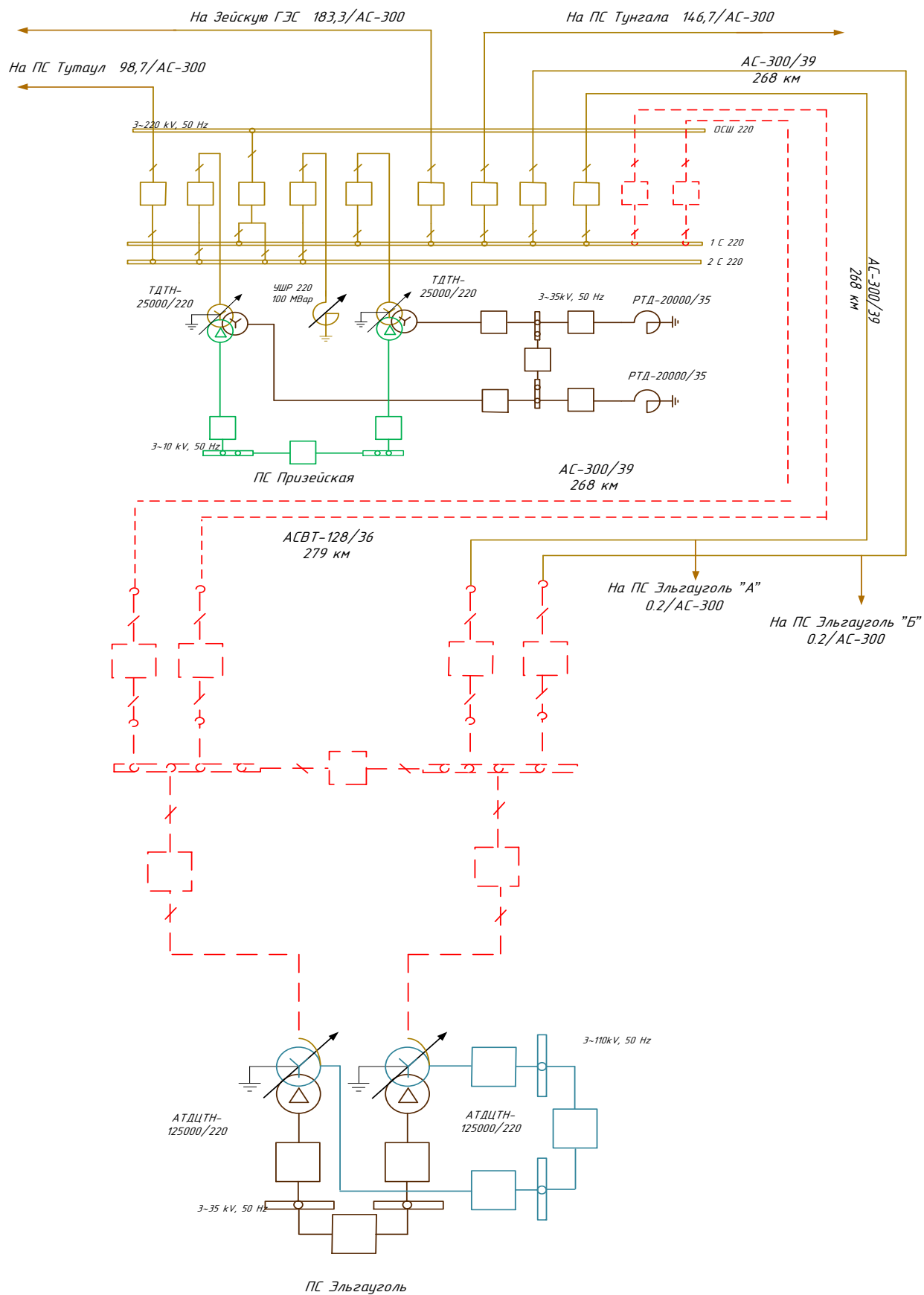


Рисунок 5 – Схема подключения ПС Эльгауголь

Для расчета были взяты участки: ПС Тында - ПС Дипкун - ПС Тутаул - ПС Призейская, ПС Эльгауголь - Зейская ГЭС - ПС Светлая, ПС Ключевая - ПС Магдачаги, ПС Сулус тяг - ПС Гонжа тяг- ПС Талдан тяг, ПС Ульручьи тяг - ПС Сквородино - ПС Тында.

Для расчета в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры вводимой линии на ПС «Эльгауголь».

2.4.2 Расчет нормальных режимов и их анализ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения ПС 220 кВ «Эльгауголь»

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 9 – 10.

Таблица 9 – Узлы

Тип	Название	U _н ом	P _н	Q _н	P _г	Q _г	Q _{min}	Q _{max}	B _ш	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ген	Зейская ГЭС 220	220	80	30	116,7	77,2	-1000	1000		232	-61,46
Нагр	ПС Светлая	220	39,46	15,8						231,66	-61,76
Нагр	ПС Ключевая	220	4,73	1,88						226,06	-69,81
Нагр	Сулус Тяга	220	13,4	5,36						225,1	-71,03
Нагр	Магдагачи	220	12,8	5,12						224,74	-71,70
Нагр	Гонжа Тяг.	220	18,6	7,44						222,47	-74,58
Нагр	Талдан отп.1	220								220,87	-77,88
Нагр	Талдан отп.2	220								220,84	-77,96
Нагр	ПС Талдан	220	24,2	9,68						220,84	-77,92
Нагр	Улручьи тяга	220	21,7	8,68						220,69	-78,39
Нагр	Сквородино ВН	220	122,5	49						220,66	-78,78
Нагр	Нейтраль Сква.1	220								216,52	-81,24

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	Нейтраль Скв.2	220								216,52	-81,24
Нагр	Сковородин о СН	110	39,6	15,8						110,36	-81,22
Нагр	Сковородин о НН	35								35,136	-81,24
Ген	ПС Тында 220 ВН	220	13,6	5,52	589,4	21,1	-1000	1000		232	-80,54
Нагр	Нейтраль Тында 1	220								230,6	-81,36
Нагр	Нейтраль Тында 2	220								230,6	-81,36
Нагр	ПС Тында 220 СН	110	14,8	5,92						115,28	-81,36
Нагр	ПС Тында 220 НН	10								10,377	-81,36
Нагр	ПС Дипкун	220	5	2						232,99	-30,96
Нагр	ПС Тутаул	220	4,5	1,8						232,92	-30,83
База	ПС Призейская ВН	220			6,238	100,5	-1000	1000		232	-30,36
Нагр	ПС Призейская СН	35	2	0,8						36,804	-30,65
Нагр	ПС Призейская НН	10								10,417	-30,65
Нагр	ПС Эльгауголь ВН	220								219,73	-42,55
Нагр	Нейтраль 1 Эльга	220								220,69	-46,76
Нагр	Нейтраль 2 Эльга	220								220,69	-46,76
Нагр	ПС Эльгауголь СН	110	120	32					-5200	110,3	-46,76
Нагр	ПС Эльгауголь НН	35	60	16						34,92	-49,89
Ген	Зейская 500 кВ	500				551,1	-1000	1000	2000	525	-61,46
Нагр	Нейтраль	500								525,8	-61,46
Нагр	Зейская 10 кВ	10								10,516	-61,46
Нагр	Нейтраль Призейская 1	220								231,5	-30,65
Нагр	Нейтраль Призейская 2	220								231,5	-30,65

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр	Отпайка ПС А 1	220								226,31	-34,92
Нагр	Отпайка ПС А 2	220								226,31	-34,92
Нагр	Отпайка ПС Б 1	220								221,09	-39,87
Нагр	Отпайка ПС Б 2	220								221,09	-39,87
Нагр	ПС А	220	40	16						226,3	-34,92
Нагр	ПС Б	220	80	32						221,09	-39,88

Таблица 10 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Коэффициент транс-формации Кт/г
1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	0,67	2,94	-17,31	
ЛЭП	Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	0,67	2,94	-17,31	
ЛЭП	ПС Светлая - ПС Ключевая	0,67	2,94	-17,31	
ЛЭП	ПС Ключевая - Сулус Тяга	4,06	14,6	-87,36	
ЛЭП	Сулус Тяга - Магдагачи	2,73	9,83	-58,6	
ЛЭП	ПС Ключевая - Магдагачи	5,35	23,44	-144,2	
ЛЭП	Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	11	61,9	-398	
ЛЭП	Магдагачи - Гонжа Тяг.	3,5	15,4	-95	

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Гонжа Тяг. - Талдан отп.1	4,45	19,48	-119,9	
ЛЭП	Магдагачи - Талдан отп.2	14,7	52,98	-316,7	
ЛЭП	Талдан отп.1 - ПС Талдан	0,076	0,33	-2,05	
ЛЭП	Талдан отп.2 - ПС Талдан	0,076	0,33	-2,05	
ЛЭП	Талдан отп.1 - Сковородино ВН	6,83	29,9	-184,2	
ЛЭП	Талдан отп.2 - Улручы тяга	0,43	1,88	-11,6	
ЛЭП	Улручы тяга - Сковородино ВН	0,43	1,88	-11,6	
Тр-р	Сковородино ВН - Нейтраль Скв.1	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Скв.1 - Сковородино СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Скв.1 - Сковородино НН	2,8	195,6		0,159
Тр-р	Сковородино ВН - Нейтраль Скв.2	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Скв.2 - Сковородино СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Скв.2 - Сковородино НН	2,8	195,6		0,159
ЛЭП	Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	14,5	63,49	-390,7	
ЛЭП	Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	15,2	66,58	-409,7	

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС Тында 220 ВН - Нейтраль Тында 1	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Тында 1 - ПС Тында 220 СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Тында 1 - ПС Тында 220 НН	2,8	195,6		0,045
Тр-р	ПС Тында 220 ВН - Нейтраль Тында 2	1,4	104	5,95	1
Тр-р	Нейтраль Тында 2 - ПС Тында 220 СН	1,4			0,5
Тр-р	Нейтраль Тында 2 - ПС Тында 220 НН	2,8	195,6		0,045
ЛЭП	ПС Тында 220 ВН - ПС Дипкун	14,63	64	-394,1	
ЛЭП	ПС Дипкун - ПС Тутаул	5,21	22,84	-140	
ЛЭП	ПС Тутаул - ПС Призейская ВН	9,12	39,9	-140,6	
Тр-р	ПС Призейская ВН - Нейтраль Призейская 1	5,7	275	5,67	1
Тр-р	Нейтраль Призейская 1 - ПС Призейская СН	5,7			0,159
Тр-р	Нейтраль Призейская 1 - ПС Призейская НН	5,7	148		0,045
Тр-р	ПС Призейская ВН - Нейтраль Призейская 2	5,7	275	5,7	1
Тр-р	Нейтраль Призейская 2 - ПС Призейская СН	5,7			0,159

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
Тр-р	Нейтраль Призейская 2 - ПС Призейская НН	5,7	148		0,045
ЛЭП	ПС Призейская ВН - Зейская ГЭС 220	18,34	80,3	-494,2	
Тр-р	ПС Эльгауголь ВН - Нейтраль 1 Эльга	0,55	59,2	11,81	1
Тр-р	Нейтраль 1 Эльга - ПС Эльгауголь СН	0,48			0,5
Тр-р	Нейтраль 1 Эльга - ПС Эльгауголь НН	3,2	131		0,162273
Тр-р	ПС Эльгауголь ВН - Нейтраль 2 Эльга	0,55	59,2	11,81	1
Тр-р	Нейтраль 2 Эльга - ПС Эльгауголь СН	0,48			0,5
Тр-р	Нейтраль 2 Эльга - ПС Эльгауголь НН	3,2	131		0,162273
Тр-р	Зейская 500 кВ - Нейтраль	0,58	61,1	24,2	1
Тр-р	Нейтраль - Зейская ГЭС 220	0,39	113,5		0,44
Тр-р	Нейтраль - Зейская 10 кВ	2,90			0,02
ЛЭП	ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 1	7,84	34,32	-211,2	
ЛЭП	ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 2	7,84	34,32	-211,2	
ЛЭП	Отпайка ПС А 1 - ПС А	0,019	0,08	-0,52	

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	Отпайка ПС А 2 - ПС А	0,019	0,08	-0,52	
ЛЭП	Отпайка ПС А 1 - Отпайка ПС Б 1	9,6	42,9	-264	
ЛЭП	Отпайка ПС А 2 - Отпайка ПС Б 2	9,6	42,9	-264	
ЛЭП	Отпайка ПС Б 1 - ПС Б	0,019	0,08	-0,52	
ЛЭП	Отпайка ПС Б 2 - ПС Б	0,019	0,08	-0,52	
ЛЭП	Отпайка ПС Б 1 - ПС Эльгауголь ВН	8,256	36,8	-227	
ЛЭП	Отпайка ПС Б 2 - ПС Эльгауголь ВН	8,256	36,8	-227	
ЛЭП	ПС Призейская ВН - ПС Эльгауголь ВН	27,34	119,7	-736,6	
ЛЭП	ПС Призейская ВН - ПС Эльгауголь ВН	27,34	119,7	-736,6	

2.4.3 Расчет и анализ послеаварийного режима

В данном режиме отключаем линию ПС Призейская - ПС Эльгауголь
Произведем расчет послеаварийного режима электрической сети.

Отклонения напряжения показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Отклонения напряжения

Название	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ	Фактическое напряжение, V , кВ	Отклонение напряжения, dV , кВ
1	2	3	4
Зейская ГЭС 220	220	232	5,45
ПС Светлая	220	231,73	5,33
ПС Призейская ВН	220	232	5,45

1	2	3	4
ПС Призейская СН	35	36,80	5,15
Нейтраль	500	525,79	5,15
Зейская 10 кВ	10	10,51	5,15
Нейтраль Призейская 1	220	231,49	5,22
Нейтраль Призейская 2	220	231,49	5,22
Зейская ГЭС 220	220	232	5,45
ПС Светлая	220	231,73	5,33

Напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах. На шинах 220 кВ ПС Тында, ЗГЭС, ПС Призейская, ПС Светлая наблюдается небольшое повышение напряжения, но находится в допустимых для них пределах. Для этих ПС наибольшее допустимое рабочее напряжение равно 246 кВ.

Токовая нагрузка линий показана в таблице 12.

Таблица 12 – Токовая нагрузка линий

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25 °С I _{доп 25 ДДТН}	Токовая нагрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	51,45	53,77	690	7,6
Зейская ГЭС 220 - ПС Светлая	51,45	53,77	690	7,6
ПС Светлая - ПС Ключевая	116,95	142,82	690	16,3
ПС Ключевая - Сулус Тяга	68,99	77,89	610	12,7
Сулус Тяга - Магдагачи	94,12	98,29	610	16,1
ПС Ключевая - Магдагачи	80,19	92,28	610	15,2
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	120,59	153,48	690	21,5
Магдагачи - Гонжа Тяг.	214,82	222,77	690	31,2

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Гонжа Тяг. - Талдан отп.1	250,91	258,72	690	36,3
Магдагачи - Талдан отп.2	145,85	170,28	610	23,9
Талдан отп.1 - ПС Талдан	205,68	205,83	610	29,1
Талдан отп.2 - ПС Талдан	250,02	259,92	610	42,8
Талдан отп.1 - Сковородино ВН	55,50	65,68	690	9,1
Талдан отп.2 - Улручы тяга	414,77	415,49	610	68,5
Улручы тяга - Сковородино ВН	456,66	457,24	690	64,3
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	462,50	463,70	690	65,2
Сковородино ВН - ПС Тында 220 ВН	440,95	442,11	690	62,2
ПС Тында 220 ВН - ПС Дипкун	693,1	697,4	690	70,8
ПС Дипкун - ПС Тутаул	479,74	484,92	690	68,1
ПС Тутаул - ПС Призейская ВН	463,39	470,84	690	66,1
ПС Призейская ВН - Зейская ГЭС 220	187,32	201,98	690	28,3
ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 1	286,58	289,84	690	40,1
ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 1	286,58	289,84	690	40,7

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
ПС Призейская ВН - Отпайка ПС А 2	286,58	289,84	690	40,7
Отпайка ПС А 1 - ПС А	54,92	54,95	610	7,7
Отпайка ПС А 2 - ПС А	54,92	54,95	610	7,7
Отпайка ПС А 1 - Отпайка ПС Б 1	237,54	241,12	690	33,9
Отпайка ПС А 2 - Отпайка ПС Б 2	237,54	241,12	690	33,9
Отпайка ПС Б 1 - ПС Б	112,61	112,63	610	18,5
Отпайка ПС Б 2 - ПС Б	112,61	112,63	610	18,5
Отпайка ПС Б 1 - ПС Эльгауголь ВН	134,03	134,75	690	18,8
Отпайка ПС Б 2 - ПС Эльгауголь ВН	134,03	134,75	690	18,8
ПС Призейская ВН - ПС Эльгауголь ВН	206,19	214,39	690	30,1
ПС Призейская ВН - ПС Эльгауголь ВН			690	

2.5 Выводы

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями.

Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети.

Сильными связями обладают узловыe подстанции, которые имеют не менее трех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 16 подстанций, из них большинство являются двух трансформаторными.

Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-300.

К особенностям электроэнергетической системы Амурской области можно отнести большую протяженность линий напряжением 220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей.

После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается, можно сделать вывод о том что в данных режимах в выбранном эквиваленте сети генераторы станций работают в режиме выработки реактивной мощности и выдачи ее в сеть.

По результатам расчета послеаварийного режима, можно сделать вывод, что линии загружены в допустимых пределах. 2 цепь ПС Призейская - ПС Эльгауголь в аварийном режиме справляется с нагрузкой на одну цепь и загружена на 30 %. А также остается резерв по передаваемой мощности для дополнительной нагрузки.

3 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Поскольку целью данного магистерской диссертации является развитие сети с применением инновационных технологий, установим на ЛЭП:

- Многогранные опоры;
- Высокотемпературные провода.

3.1 Выбор технических характеристик объектов

В качестве опор будем использовать двухцепные стальные многогранные опоры (СМО) типа ПМ220-2 – в качестве промежуточных и АМ220-2Ф – в качестве анкерных опор. Основные характеристики данных опор представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики многогранных опор

Тип	Район по ветру	Район по гололеду	Высота опоры	Высота до ниж. траверсы, м	Число стоек
ПМ220-2Ф	IV	V	31,2	19	1
АМ220-2Ф	IV	V	23,9	10,5	1

Основные преимущества стальных многогранных опор:

1. Сроки строительства. Сроки строительства ВЛ на многогранных опорах имеют двух-четырёхкратное преимущество перед ВЛ на железобетонных и решетчатых опорах. Это обусловлено снижением трудозатрат за счет увеличенных пролетных расстояний, простоты установки многогранных опор, а также малого количества сборочных элементов [38].

2. Экономическая эффективность. С использованием дисконтированного денежного дохода, экономический эффект при строительстве ЛЭП на многогранных опорах составляет 12-15% по сравнению с бетонными и 40 – 45% по сравнению с решетчатыми. Это обусловлено увеличением пролетных расстояний, снижением затрат на транспортировку и строительно-монтажные

работы, а также более низкими затратами на эксплуатацию, более длительным сроком службы, низкими затратами на ликвидацию и утилизацию. Преимущества СМО возрастают при строительстве ЛЭП в северных и отдаленных районах [38].

3. Транспортабельность. Многогранные опоры отличает низкая стоимость транспортировки: в 1,5-2 раза дешевле решетчатых, и в 3-4 раза дешевле железобетонных опор. Длина секций 12 м позволяет использовать для перевозок стандартный габаритный транспорт. Телескопическая конструкция опор позволяет при транспортировке размещать одни секции внутри других.

4. Малый землеотвод. При применении многогранных опор затраты на постоянный землеотвод снижаются примерно в 2 раза. По сравнению с железобетонными опорами выигрыш обеспечивается за счет меньшего количества опор при равном отводе на одну опору, а по сравнению с решетчатыми, за счет меньшего отвода под одну опору при примерно равном количестве опор. Сокращаются затраты и на временный землеотвод.

5. Надёжность многогранных опор. Надёжность является комплексным свойством, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость. По всем этим характеристикам многогранные опоры лучше традиционных. Долговечность, в среднем, составляет для бетонных опор 30 лет, для решетчатых – 40 лет, а для многогранных - 50 лет. Безотказность – по статистике, повреждения ЛЭП на многогранных стойках значительно реже, чем у традиционных опор. На линиях отсутствуют катастрофические разрушения, типичные для железобетонных и металлических решётчатых опор. Ремонтпригодность – практически не нуждаются в ремонте, который при необходимости осуществляется в кратчайшие сроки. Сохраняемость – способность сохранять в заданных пределах функциональной работоспособности изделия, в течении и после хранения, транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ [38].

На опорах данного типа предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов АС 120/19, АС 150/24, АС 185/29, АС 240/32, АСВТ, АСВП. Опоры рассчитаны на применение подвесных стеклянных и полимерных изоляторов.

Изобретение и массовое внедрение новых типов неизолированных высокотемпературных проводов показало, что одним из перспективных направлений улучшения их характеристик является компактирование.

Применение кругового (радиального) пластического обжатия провода позволяет улучшить сразу несколько характеристик: повысить точность изготовления прядей по диаметру, уплотнить свивку, устранить возможную неравномерность натяжения проволок, сформировать полосовой контакт между проволоками, нейтрализовать свивочные напряжения, обеспечить равномерное распределение нагрузки между составными элементами.

Дополнительное снижение габаритов провода достигается при использовании пластического деформирования не только наружного слоя, но и предварительного обжатия стального сердечника (со степенью 11,5-13,5%).

Эффективное пластическое обжатие применимо только при линейном касании проволок, т.к. при точечном касании проволоки деформируются в местах контакта, что снижает их надежность при эксплуатации. Внешняя поверхность проводов, полученных с применением такой технологии, оказывается более гладкой и ровной, чем у проводов, выполненных из круглых проволок, что позволяет уменьшить нагрузку от климатических воздействий, значительно снизить аэродинамическое сопротивление и пляску проводов.

Компьютерное моделирование поведения потока воздуха вблизи провода показало, что более гладкий контур и меньший диаметр проводов типа АСВТ позволяет снизить ветровую нагрузку в среднем на 33%.

Измененная геометрия проволок провода, улучшает свойства такого провода по изгибной и крутильной жесткости, стойкости к вибрации, пляске и термоциклированию [50].

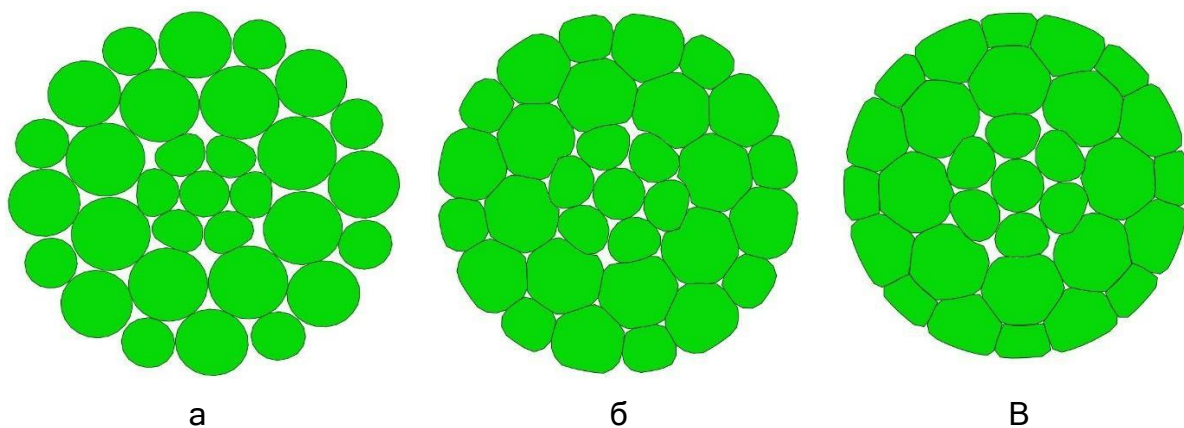


Рисунок 7 – Изменение профиля алюминиевых проволок внешних повивов и плотности заполнения сталеалюминиевого провода АСВТ 128/36 при различных степенях компактирования: а — после навивки(Ø19,2 мм); б, в - после обжатий до Ø17,8 и Ø16,2мм соответственно.

Таблица 14 – Значения ветровой нагрузки на провода типов АС и АСВТ

Скорость м/с	Ветровая нагрузка, действующая на провода следующих марок, Н/м					
	АСВТ 128/36	АС 120/27	АСВТ 216/32	АС 240/34	АСВТ 277/79	АС 240/56
25	3.6	4.8	4.9	6.9	5.2	7.0
32	5.9	7.9	7.8	11. 4	8.4	11.5
60	20. 8	28. 5	28. 4	41. 5	29. 8	41.6

Применение технологии пластического деформирования дает техническое преимущество, такое как увеличение коэффициента заполнения провода до 92%-97%;

3.2 Сравнение проводов и методы испытаний

В ходе испытаний нового компактированного высокотемпературного алюминивно-стального провода проверялись как механические, так и электрические свойства в соответствии с актуальными европейскими нормами и

стандартами.

Механические и электрические испытания многожильного провода, включая сопутствующую арматуру.

В соответствии со стандартами DIN EN 50189, DIN EN 62004 проведены полные испытания:

- исследование структуры провода,
- тесты проволок на прочность,
- тест на сопротивление постоянному току провода, на несущую способность после напряженно-деформированного теста,
- напряженно-деформированное состояние провода и сердечника,
- коэффициент теплового расширения,
- ползучесть,
- температурный тест,
- испытания на растяжение.

Возможность применения компактированного провода для решения задач строительства и эксплуатации ВЛ с применением различных проводов показана в таблице 15.

Таблица 15 - Сравнение ВЛ с применением проводов разного типа

Задача	Решение с помощью АС	Решение с помощью компактированного проводника	Обоснование
Снижение потерь электроэнергии от коронных разрядов и уровня шума, без увеличения диаметра провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Повышение устойчивости молниезащиты и токам короткого замыкания	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Значительное снижение относительного удлинения при эксплуатации	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Гашение вибрации, пляски и собственных колебаний проводов при необходимом диаметре	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"

Продолжение таблицы 15

Увеличение длины пролета и (или) провисания, без увеличения диаметра провода	-	+	Техническое решение
Замена провода в кольцевых сетях и уменьшение диаметра провода	-	+	Техническое решение
Снижение ветрового давления при сохранении диаметра провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Замена провода на существующих опорах электропередачи, снижение нагрузки на все элементы воздушной линии	-	+	Техническое решение
Замена провода на существующих опорах электропередачи, снижение нагрузки на все элементы воздушной линии	-	+	Техническое решение
Снижение ветрового давления при сохранении диаметра провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Уменьшение обледенения при необходимом диаметре провода	-	+	Техническое решение
Сохранение пропускной способности провода в регионах с высокими температурами окружающей среды и солнечной радиации, без увеличения диаметра провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"

– уменьшение аэродинамической нагрузки на провод (на 20- 35%) и самогашение его колебаний;

– снижение обледенения (на 25-40%) и растяжения провода в несколько раз.

Таким образом, компактирование позволяет достичь улучшения эксплуатационных характеристик ВЛ по сравнению с классическими сталеалюминиевыми проводами аналогичных диаметров [50].

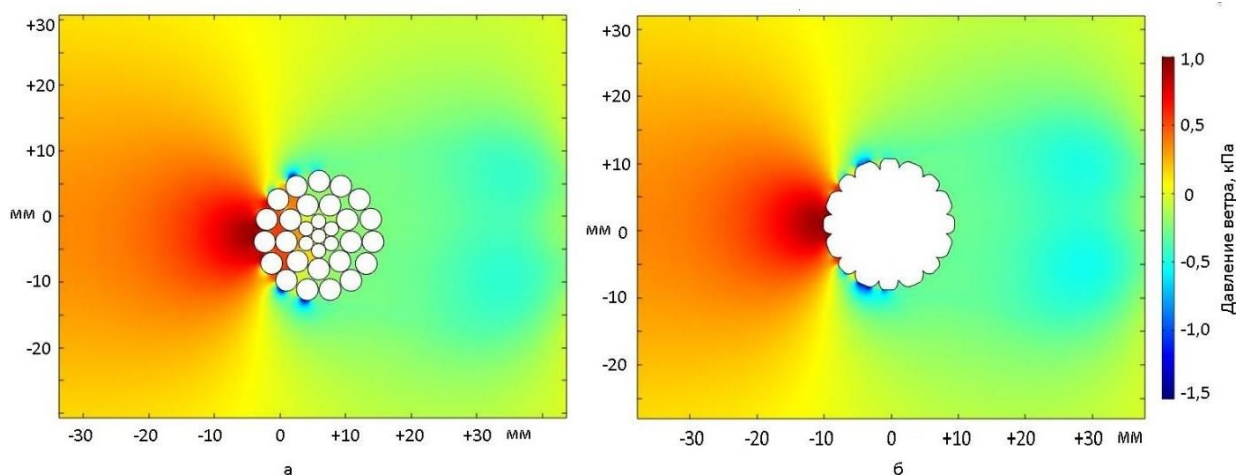


Рисунок 8 – Ветровое давление, действующее на провода при скорости ветра 60 м/с (район по ветру I): а - АС 120/27; б - АСВТ 128/36

Сравнение поведения сталеалюминиевых проводов традиционной конструкции (типа АС) и пластически обжатых (типа АСВТ) с близкими площадями стальных и алюминиевых проволок проведено после импульсного ветрового воздействия методом компьютерного моделирования.

В процессе моделирования к консольно-заземленному отрезку провода прикладывали однократное импульсное изгибающее воздействие, а затем фиксировали изменение амплитуды и частоты затухающих колебаний.

У провода АСВТ 128/36 за счет более тесного контакта проволок начальная амплитуда и период колебания оказалась примерно в 1,7 раза меньше, чем у провода АС120/27 при одной и той же набранной скорости изгибаемого провода при импульсном воздействии.

Близкая к гладкой наружной поверхности у пластически деформированных проводов типа АСВТ, аналогичная профилю наружного слоя проводов из сегментных, Ω - и Z-образных алюминиевых проволок позволяет уменьшить вибрацию и пляску проводов, налипание снега и льда.

В то же время, даже по сравнению с проводами из сегментных, Ω - и Z-образных алюминиевых проволок, провода АСВТ должны обладать большей

торсионной жесткостью, уменьшенной вероятностью пляски и повышенной стойкостью к вибрации, лучшим самодемпфированием, так как, в отличие от них, имеют развитую поверхность контакта соседних проволок не только внутри одного повива, но и между повивами [50].

Для традиционных проводов типа АС характерно значительное изменение геометрии провода в процессе колебания с формированием больших расстояний между проволоками, причем увеличение внешнего размера провода происходит как в плоскости колебаний, так и перпендикулярно к ней. Контакт между большинством проволок пластически обжатого провода АСВТ сохраняется даже в точках экстремумов.

Интенсивная гололедная нагрузка воздушных линий электропередачи является одной из актуальных проблем электроэнергетики в странах с соответствующими погодными условиями.

Пластически деформированные, компактированные провода имеют ряд преимуществ, в том числе - снижение вибрационных нагрузок и самозатухание колебаний.

Пластически деформированные провода имеют почти гладкую внешнюю поверхность (близкую к проводам из сегментированных Ω и Z -образных алюминиевых проволок). Благодаря этому, вибрация и пляска проводов, а также покрытие льдом снижается.

В то же время, компактированные провода имеют большую жесткость на кручение, меньшую вероятность пляски проводников, повышенную виброустойчивость и способность к самозатуханию колебаний даже по сравнению с проводниками из сегментированных Ω -и Z -образных алюминиевых проволок, поскольку компактированные провода имеют развитую контактную поверхность соседних проволок не только внутри одного слоя, но и между слоями [50] .

Пластическая деформация проводов не только значительно повышает

механическую прочность, но и в несколько раз снижает относительное удлинение в процессе эксплуатации независимо от металла.

Пластически деформированные, компактированные провода позволяют увеличить расстояние между опорами воздушной линии до 140% от стандартных пролетов (при отсутствии ограничений, связанных с изменением трассы линии). Это актуально при строительстве новых ВЛ. Например, проведен сравнительный анализ длины пролета для провода АСВТ 128/36, установленного на ВЛ 110 кВ, и проводов АС 120/27 и АС 120/19, имеющих одинаковое поперечное сечение и диаметры.

Применение провода АСВТ 128/36 позволяет увеличить длину пролета от 212 до 294 м по сравнению с проводом АС 120/27. Провод АСВТ 128/36 имеет более высокое содержание стали (отношение площади поперечного сечения алюминия и стали составляет 3,45 для проводника АСВТ 128/36 и 4,3 для проводника АС 120/27), равный диаметр (15,2 мм) и повышенную пропускную способность (на 8% выше).

Провод АСВТ 128/36 является наиболее эффективным вариантом при строительстве новой воздушной линии.

В свою очередь, провод АСВТ 128/36 является оптимальным вариантом при реконструкции ВЛ (замене проводников на существующих опорах электропередачи).

Правильное использование компактированных проводов в сочетании с пластически обжатым грозотросом или грозотросом с волоконно-оптическим сердечником для нового строительства и реконструкции существующих ВЛ 35-750кВ позволяет:

- значительно увеличить их пропускную способность;
- снизить капитальные и эксплуатационные затраты;
- повысить надежность при воздействии всего диапазона климатических нагрузок.

Благодаря своим конструктивным особенностям высокотемпературный провод АСВТ дешевле в несколько раз по сравнению с аналогами с длительной допустимой температурой 150 °С.

Характеристики и особенности провода АСВТ подтверждены в ходе российско-германских испытаний. Согласно действующему правилам эксплуатации электроустановок, допустимый ток определяется с учетом самой высокой температуры нагрева провода (70°С).

Расчет предельных токов при температурах ниже 45°С может производиться без учета влияния солнечной радиации. Поглощенная солнечная радиация в средних широтах может нагревать провод на 2-3° С (для проводов, работающих в диапазоне температур 60-70°С и выше). Высокотемпературный провод АСВТ способен выдержать большую нагрузку при равных условиях окружающей среды по сравнению с проводом АС [50].

Разница в допустимой нагрузке при сравнении проводов составляет 5%. Температура компактированного провода меньше по сравнению с проводом АС, при увеличении тока нагрузки. Разница температур особенно заметна при больших токах (около 5%- 7%).

Следует отметить, что, согласно нормативной документации, стандартные провода допускаются к эксплуатации при их температуре до 90° С. Допустимая температура для компактированного провода составляет 150° С.

Длительно допустимый ток для высокотемпературного компактированного провода на 30-35% превышает значение для стандартного провода того же диаметра [50].

В данном же случае будем использовать провод марки АСВТ 128/36. Данный провод схож по конструкции с проводом АС, однако отличается повышенной пропускной способностью за счет большей рабочей температуры.

Характеристика выбранного провода приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики провода АСВТ 128/36

Ном.сечение ал./сталь, мм ²	Длит. доп. ток, А	Диаметр, мм	Масса кг/км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , СМ ⁻⁶ /км
128/36	690	15,2	659	0,22	0,4	2,8

Для подключения ПС Эльгауголь необходимо произвести выбор сечения провода, силовых трансформаторов, основного электротехнического оборудования.

3.3 Выбор сечения

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (8)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (9)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_i – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Прогнозирование нагрузки уже произведено, поэтому примем $\alpha_i = 1$

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем $\alpha_i = 1$.

Согласно [13], для номинального напряжения 220 кВ, $tg\varphi = 0,4$, тогда:

$$Q = P \times tg\varphi \quad (10)$$

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{90^2 + 36^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 127.2 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 127.2 \cdot 1,05 \cdot 1 = 133.6 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (IV) выбираем провод марки АСВТ 128/36.

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АСВТ 128/36 длительный допустимый ток равен 690А.

3.4 Выбор устройства продольной компенсации

Устройства продольной компенсации (УПК) применяются для увеличения пропускной способности воздушных линий и представляют собой батареи конденсаторов, включаемые последовательно в линии электропередачи для компенсации части продольного индуктивного сопротивления [44].

Применение устройства продольной компенсации рассматривается с целью повышения пропускной способности сети.

Далее на примере простейшей модели участка электрической сети 220 кВ в ПВК RastrWin 3 произведем серию расчетов режимов, установив УПК в начале, в середине и в конце линии электропередачи. По итогам расчетов выберем оптимальный вариант.

Таблица 17 – Исходные данные.

U, кВ	L, км	Провод	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	$S_{нагр}$, МВА
220	147.7	АС -300	9,8	42,9	264	50+j25

На рисунке 8 изображена модель участка электрической сети 220 кВ.

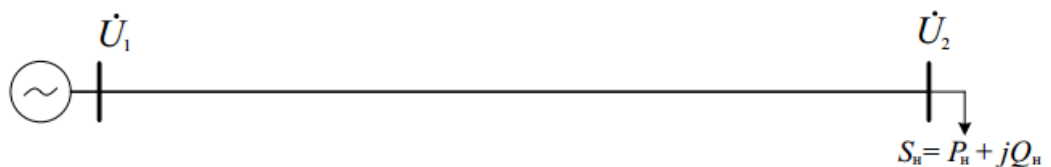


Рисунок 9 – Модель участка электрической сети.

Выбор устройства продольной компенсации

Для линии без потерь определим следующие волновые параметры:

1) волновое сопротивление передачи:

$$z_e = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0,429}{2,64 \cdot 10^{-6}}} = 403,11 \text{ ом} \quad (11)$$

2) коэффициент фазы:

$$\alpha_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0} = \sqrt{0,429 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6}} = 1,064 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км} \quad (12)$$

3) волновая длина передачи:

$$\lambda = \alpha_0 \cdot L = 1.064 \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0,106 \text{ рад} \quad (13)$$

Сопротивление устройства компенсации, необходимое для обеспечения заданной степени продольной компенсации:

$$x_k = k \cdot x_L = 0,2 \cdot 42,9 = 8,58 \text{ ом} \quad (14)$$

Определим предел пропускной способности передачи:

$$P_{np} = \frac{U_{ном}^2}{z_г} = \frac{220^2}{403,11} = 120,1 \text{ МВт} \quad (15)$$

Выберем основные параметры УПК.

$$I = \frac{P_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi} = \frac{120,1}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,9} = 350,2 \text{ А} \quad (16)$$

Примем конденсаторы типа КС 2А-0,66 – 40 мощность 40 квар, $U_n = 0,66$ кВ.

$$x_c = \frac{U_{ном.к}^2}{Q_{ном.к}} = \frac{660^2}{40000} = 10,89 \text{ ом} \quad (17)$$

$$I_k = \frac{Q_{ном.к}}{U_{ном.к}} = \frac{40000}{660} = 66,61 \text{ А} \quad (18)$$

Число параллельно и последовательно включенных батарей конденсаторов:

$$n = \frac{I}{I_{ном.к}} = \frac{350,2}{66,61} \approx 6 \quad (19)$$

$$m = \frac{x_k n}{x_c} = \frac{8,58 \cdot 6}{10,89} \approx 5 \quad (20)$$

$$Q_{ном.упк} = 3nmQ_{ном.к} = 3 \cdot 6 \cdot 5 \cdot 40 = 3,6 \text{ Мвар} \quad (21)$$

Выбор шунтирующих реакторов. Далее произведем расчет режимов.

Зарядная мощность линии равна:

$$Q_{зар} = P_{нат} \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} = 120,1 \cdot \operatorname{tg} \frac{0,106}{2} = 6,4 \text{ Мвар} \quad (22)$$

К установке принимаем реакторы типа РОД 3/240У1 по 1 шт. на фазу.

Далее произведем расчет режимов в ПВК RastrWin 3, используя для компенсации реактивной мощности в линии устройство продольной компенсации.

Результаты расчетов сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета режимов.

Параметр	УПК в середине	УПК в начале	УПК в конце
Реактивная мощность, генерируемая в линии	10,76 Мвар	11,38 Мвар	9,4 Мвар
Потери активной мощности	2,46 МВт	2,78 МВт	2,35 МВт

На основании проведенного исследования было выявлено, что установка УПК в конце линии позволяет снизить зарядную мощность и уменьшить потери активной мощности при передаче электроэнергии на дальние расстояния. Установка же УПК в начале линии является наименее эффективным способом

повышения качества управления потоками мощности в линиях электропередачи [44].

3.5 Выбор оборудования на ПС Эльгауголь

3.5.1 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70–80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 1:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}; \quad (23)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3 = 0,7$;

N – количество трансформаторов,

P – суммарная активная мощность, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 1.

$$S_{тр.р} = \frac{\sqrt{166^2 + 66.6^2}}{2 \cdot 0.7} = 127.1 \text{ МВА}$$

ООО «Тольяттинский Трансформатор» выпускает трансформаторы АТДЦТН-125000/220/110-У1. Автотрансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) в линии СН в диапазоне $\pm 8 \times 1,5 \%$, с системой

охлаждения вида «Д», «ДЦ» предназначены для связи электрических сетей напряжением 220 и 110 кВ [43]

Параметры трансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1 представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры трансформатора

Марка	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт	
			ВН	СН	НН	XX	КЗ
АТДЦТН-125000/220/110-У1	125000	Y _н -автo/ Y _н -O-11	230	121	38.5	65	305

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки.

В нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}}; \quad (24)$$

$$K_{3.НОРМ} = \frac{\sqrt{166^2 + 66.6^2}}{2 \cdot 125} = 0,64;$$

В послеаварийном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{НОМ}}. \quad (25)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{166^2 + 66.6^2}}{125} = 1,29;$$

Выбранный автотрансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Так как коэффициент загрузки трансформатора не превышает допустимых пределов, следовательно, тепловой расчет силового трансформатора не требуется.

3.5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (26)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (27)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)}; \quad (28)$$

где $I_{пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (29)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{по}^{(3)}; \quad (30)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока

КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат}; \quad (31)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (32)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (33)$$

где β – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{св}; \quad (34)$$

где $t_{з\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{з\min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{откл.ном} \geq I_{пт}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}; \quad (35)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}; \quad (36)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (37)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (38)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²с;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a); \quad (39)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

Согласно [10] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}; \quad (40)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с.

Для ПС 220 кВ Эльгауль выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». Баковые выключатели по сравнению с колонковыми обладают большей сейсмостойкостью, благодаря своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести, что необходимо для данного региона [2].

ВЭБ-220 выполненный в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одноразрывным дугогасительным устройством) размещаются на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом [2].

Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузкой, способен выдерживать температуру до минус 60°C. С помощью установленных в устройствах электроподогрева датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей, также унифицированная с элегазовыми колонковыми выключателям и серии ВГТ конструкция дугогасительного

устройства, работающего на основе автогенерации. Используется в соединениях двойных уплотнений, а также «жидкостного затвора» в узле уплотнения подвижного вала. Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год [2].

ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220. На полюсы выключателя может быть установлено до 6 трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты.

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-220 для ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500\text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 274\text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 5\text{кА}$	$I_{ПО} = 1,458\text{кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
кА	$I_{ПО} = 1,458\text{кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПИК} = 125\text{кА}$	$i_{УД} = 3,67\text{кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 5\text{кА}$	$I_{ПО} = 1,458\text{кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 125\text{кА}$	$i_{УД} = 3,67\text{кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,8^2 \cdot (1,8 + 0,01 + 0,035) = 3,922\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 33,234\text{кА}$	$i_{а.т} = 3,974\text{кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

3.5.3 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 220 кВ. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [8].

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РГ–220/1000УХЛ1 (Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей).

Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	140,572	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	2,285	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875$	54,96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

3.5.4 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (41)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.
Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (42)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 220 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (43)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 $S_{np}=1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{np} = 0,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 220 кВ):

$$Z_{2.220} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 220 кВ ТОГФ-220 (УХЛ1), с номинальным током первичной обмотки 1000 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	140,572	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

1	2	3	4
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$, Iуд (кА)	40	2,285	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	54,96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

3.5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (44)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне ВН)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-365	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-3093	1	10
Частотомер	Н-3097	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 220

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	200 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

3.5.6 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 220 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 140,572 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 300/39 с максимально допустимым током 710 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Необходимо выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН проектируемой ПС.

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (45)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [16];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{и}}, \quad (46)$$

где $L_{и}$ – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (43) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{32} + 2 = 15,5.$$

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (47)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (48)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (49)$$

где a – расстояние между фазами (для 220 кВ – 4 метра [4]);

l – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-4 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

3.5.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нро}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

– наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН (классы напряжения электрооборудования сетей 110-750 кВ согласно ГОСТ 1516.3 приведены в таблице 27);

– зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

– наличие или отсутствие трансформаторов с заземленной нейтралью.

Таблица 27 – Выбор наибольшего рабочего напряжения

Класс напряжения, кВ	220
$U_{нрс}$, кВ (для сети)	253
$U_{нрс}/\sqrt{3}$, кВ (для сети, фазное значение)	146

Наибольшее рабочее напряжение $U_{нро}$, приведенное в таблице 28, принимается на 5% выше наибольшего длительно допустимого рабочего (фазного) напряжения сети $U_{нрс}/\sqrt{3}$.

Таблица 28 – Выбор наибольшего рабочего напряжения в сети с глухозаземленной нейтралью

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$U_{нро}$, кВ	77	153	220	318	477

Если в эксплуатации имело место превышение фазным сетевым напряжением уровня $U_{нрс}/\sqrt{3}$, то наибольшее рабочее напряжение $U_{нро}$ принимается на 5% выше максимального зафиксированного (фазного) напряжения сети.

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{нро}$, обозначена $W_{уд}$ и приведена в таблице.29.

Некоторые производители в каталогах на ОПН:

– относят энергию не к наибольшему рабочему напряжению ОПН ($U_{нро}$), а к номинальному напряжению ОПН ($U_{ном}^{опн}$); в этом случае рекомендуемая удельная энергия $W_{уд}$ будет меньше значений, указанных в таблице;[14]

– указывают энергию $W_{уд}$ не одного, а одновременного двух импульсов тока пропускной способности; в этом случае рекомендуемая удельная энергия будет в два раза больше, чем указано в таблице 29.

Таблица 29 - Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$W_{уд}$, кДж/кВ	1,5-2,5	2,5-3,5	3,5-4,5	4,5-5,5	5,5-6,5
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-500	500-600	700-900	1000-1200	1300-1500

ОПН, обладает наибольшим рабочим напряжением $U_{нро}$ и энергоемкостью $W_{уд}$, которые практически однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН на удовлетворение условиям, не обязательно.

Характеристика «напряжение-время»

Задается в относительных единицах $U_{нро}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

В относительных единицах $U_{нро}$ ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{н-в}(T)$, указанных в таблице 45, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{н-в}(T) \cdot U_{нро}$

Таблица 30 - Характеристика «напряжение-время»

Длительность Т приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{H-B}(T)$ превышения напряжения на ОПН
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31*/1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются на так называемых «расчетных импульсных токах» в каталоге производителя. Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 31 - Типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$

Класс напряжения , кВ	110	220	330	500	750
Расчетный ток (кА) грозовых перенапряжений (импульс 8/20)	10	10	10	20	20
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60)	500	500	1000	1000	1000
$K_{8/20}$	2,3			2,2	
$K_{30/60}$	2,0			1,9	

В относительных единицах $\sqrt{2} \cdot U_{\text{нрo}}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$, указанных в таблице 46. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$U_{8/20} \leq (\sqrt{2} \cdot U_{\text{нрo}}) K_{8/20} \quad (50)$$

$$U_{30/60} \leq (\sqrt{2} \cdot U_{\text{нрo}}) K_{30/60} \quad (51)$$

Таблица 32 - Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	10	10	10	20	20
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65-100	65-100	100	100	100

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/154/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) (в скобках форма 4/10 мкс), кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	192	154	10 (100)	40

3.5.8 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора.

Выбор ВЧ - заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}},$$

$$i_{\text{пред. скв}} \geq i_{\text{уд}} \quad (53)$$

$$I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_k$$

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-1250-1У1.

Значения I_{\max} и B_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{p\max} = 140,48 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,285 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 54,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

3.6 Выводы

Исходя из проделанных расчетов в данном разделе можно сделать вывод что данные технические решения, позволяют решить проблему поставленную выше. Для определения наилучшего варианта произведем расчет экономической целесообразности.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

4.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (54)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (55)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{Пост}$ – постоянная часть затрат.

Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Капиталовложения

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения в строительство ВЛ	1621614,4 (2x268км)	1688173,2 (2x279км)
Капиталовложения в трансформаторы	100000,00	100000,00
Капиталовложения в ОРУ	52000,00	91000,00
Постоянная часть затрат	70000,00	98800,00
Итого:	1843614,4	1978973,2

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{ΔW}, \quad (56)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на потери электроэнергии[24].

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (57)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и

эксплуатацию

ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,008\%$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0.059\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (58)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 1,5 тыс.руб/МВт·ч[40].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛ, трансформаторах и компенсирующих устройствах [3].

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (59)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Результаты расчета представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Издержки

Вариант	$I_{\text{э.р.}}$, тыс.руб	$I_{\text{ам.}}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	26070,92	92180,72	90403,20	208654,84
№2	30662,58	98948,66	93416,64	223027,89

4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные

затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (60)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	1843614,4	208654,84	394573,28
2	1978973,2	223027,89	422482,21

4.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

4.4.1 Оценка экономической эффективности

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (61)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч[3];

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (62)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

$$W_t = 150 \cdot 5500 = 825000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 825000 \cdot 2 = 1650000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t - U_t; \quad (63)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

U_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{6t}). \quad (64)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($P_{чt}$) численно равна прибыли от реализации (P_{6t}) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{чt} = P_{6t} - H_t; \quad (65)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (66)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в модернизацию сетей 2 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 10.



Рисунок 10 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 4 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных

средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (67)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (2 года) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

4.5 Расчет надежности

Для определения параметров надежности электроснабжения рассматриваемой подстанции проведем расчет для ПС «Эльгауголь» относительно шин 35 кВ.

На рисунке 17 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «Эльгауголь» относительно шин 35 кВ.

При расчете учитываем следующее: перемычка в нормальном режиме отключена, расчет ведется для одной цепи, результат расчета буде равнозначен параллельному соединению двух одинаковых цепей.

Для удобного расчета каждый элемент по направлению движения мощности нумеруется.

Параметрами, характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: параметр потокоотказов λ (1/год), среднее время восстановления t_v (час), частота преднамеренных отключений $\lambda_{пр}$ (1/год), среднее время преднамеренных отключений $t_{пр}$. Параметры элементов согласно сведены в таблицу 38.

Таблица 38 - Параметры элементов

Элемент	λ , 1/год	t_v , часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
Выключатель 220 кВ	0,003	20	0,8	12
Разъединитель 220 кВ	0,01	11	0,834	5
Воздушная линия 220 кВ (на 100 км)	1,7	7	3,8	15
Трансформатор 220 кВ	0,014	70	0,75	28
Выключатель 35 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 35 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

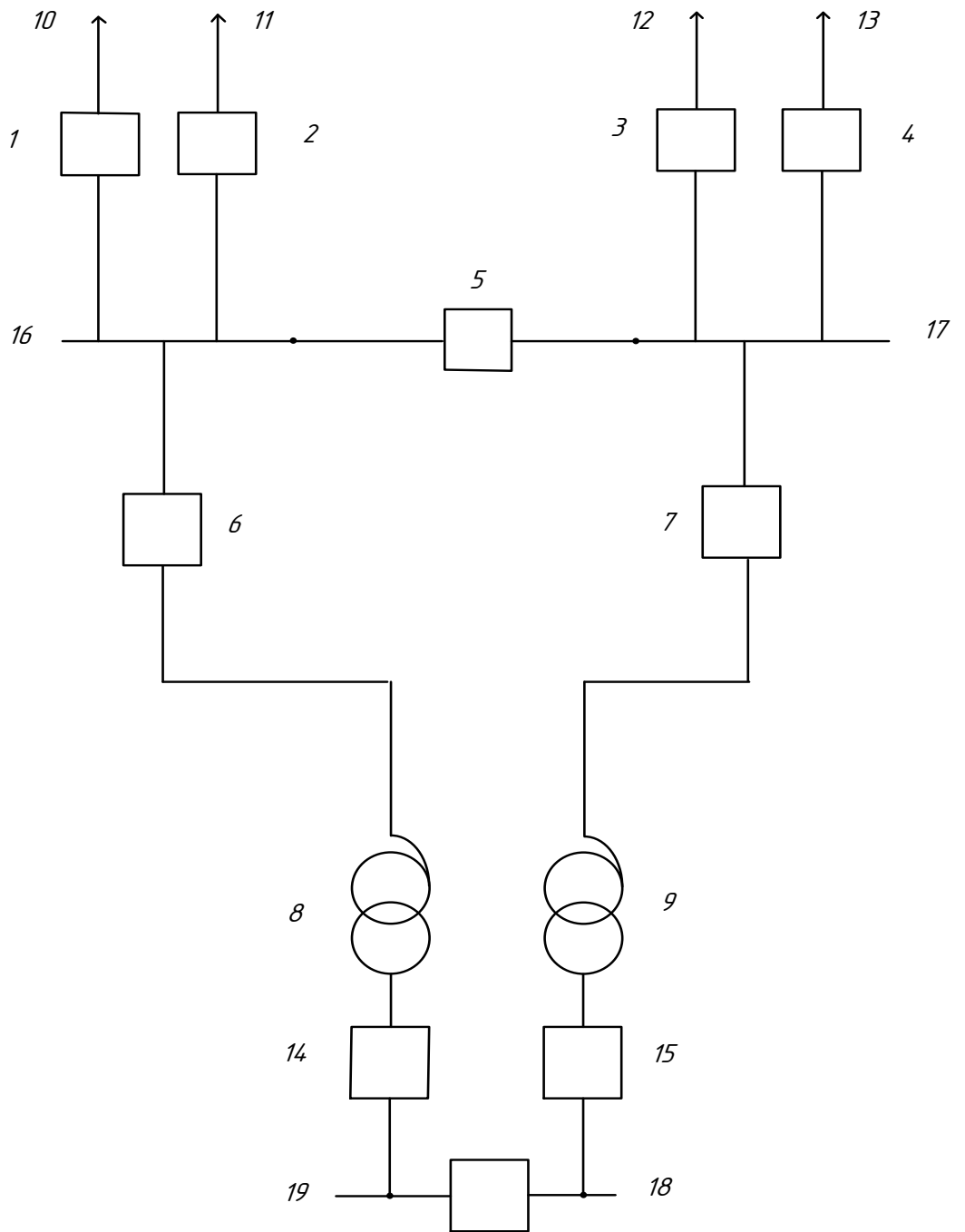


Рисунок 11 - Принципиальная схема электроснабжения подстанции «Эльгауголь» относительно шин 35 кВ.

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{Г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot (108) \cdot \frac{1}{100} = 146,7 \cdot 10^{-5} \quad (68)$$

где $T_{Г}$ – число часов в году (час).

l – длина ВЛ (км).

Для шин 35 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{Г}} \cdot n_{ш} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4} \quad (69)$$

Для разъединителей 220 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (70)$$

Для трансформаторов 220 кВ:

$$q_{м} = \frac{\lambda_{м} \cdot t_{м}}{T_{Г}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (71)$$

Для выключателей 220 кВ:

$$q_{с} = \frac{\lambda_{с110} \cdot t_{с110}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{сместж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (72)$$

где $a_{кз}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{кз} = 0,005$;

$q_{смеж}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{он}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $a_{он} = 0,003$;

$N_{он}$ - число оперативных переключений в год, для данной схемы $N_{он} = 2$.

Для выключателя 220 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{e220} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 35 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 35 кВ

$$q_{e10} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 35 кВ при передаче мощности только по одной цепи.

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_{ц} = \sum q_i + \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} \quad (73)$$

$$q_{ц} = \left(5,16 \cdot 10^{-5} + 1,26 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6,01 \cdot 10^{-3} + 1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}\right) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{нр\max}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений $\lambda_{пр}$

q_i - вероятность отказа i -го элемента цепи [31]

Параметр потокоотказов цепи (1/год) [3]:

$$\lambda_{ц} = \Sigma \lambda_i + \lambda_{нр\max} = 0,3 + 0,86 = 1,16 \quad (74)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{вс} = \frac{q_{ц} \cdot 8760}{\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,16 - 0,86} = 379,6 \text{ (час)} \quad (75)$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$K_{нл} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{нр}}{t_{вс}}\right)} = 0,02$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей, вероятность отказа:

$$q_{ц2} = q_{ц}^2 + 2 \cdot K_{нл} \cdot \left(\frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760}\right) = 0,013^2 + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760}\right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{ц2} = 2 \cdot \lambda_{ц} \cdot q_{ц} + 2 \cdot (\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}) \cdot \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{ц2}} = \frac{1}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 111 \text{ (лет)} \quad (76)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{ц2}} = \frac{0,105}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 11,6 \text{ (лет)}$$

4.6 Выводы

В данном разделе определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с модернизацией подстанции Эльгауголь окупаемость данного проекта составляет немного больше 4 лет.

5 ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1 Система мониторинга воздушных линий электропередач

Система состоит из модулей, которые устанавливаются непосредственно на воздушные линии электропередач.

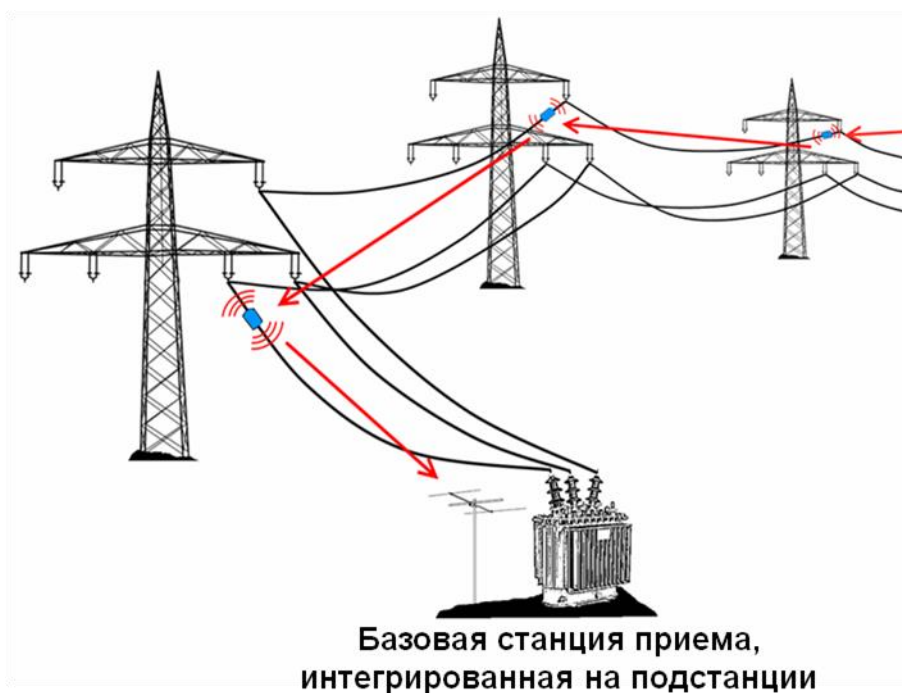


Рисунок 12 – Место установки модуля

Модули устанавливаются на проводах преимущественно около траверса опор в пределах одного пролета и располагаются на расстоянии примерно 500 м друг от друга или более (при использовании схемы передачи данных "Звезда")[34].

Измерение и передача данных происходит в заданный период времени (например, каждые 10 секунд, 15 минут и т.п.).

Возможны различные способы передачи данных:

1. Использование ячеистой топологии сети (MESH). Данные измерений передаются от модуля к модулю и далее на шлюз (базовую станцию), который передает данные на сервер (GPRS, 3G, LTE).

2. Использование топологии сети "Звезда". Существует несколько вариантов:

1) Данные передаются на сервер через GSM модем в каждом модуле;

2) Данные передаются с использованием модема LoRa на базовую станцию далее на сервер (GPRS, 3G, LTE)[34].

Задачи, решаемые системой:

1. Мониторинг ледовой, снеговой и ветровой нагрузок ЛЭП. Механическая перегрузка кабеля может привести к растяжению и обрыву ЛЭП;

2. Контроль допустимой токовой нагрузки кабеля. Воздействие факторов окружающей среды (температура, дождь, ветер) приводят к перегреву/охлаждению провода, что может привести к повышению токовой нагрузки;

3. Контроль максимально допустимой температуры провода. Позволяет сохранить механическую прочность провода предотвращая его перегрев. Это дает возможность, избежать увеличение стрелы провеса и опасности уменьшения нормированных расстояний до земли и пересекаемых объектов. избежать обрыв кабеля [34].

Система позволяет контролировать следующие параметры ЛЭП:

1. Температура провода;

2. Угол провиса провода;

3. Действующее значение тока;

4. Вибрация провода;

5. Место обрыва провода

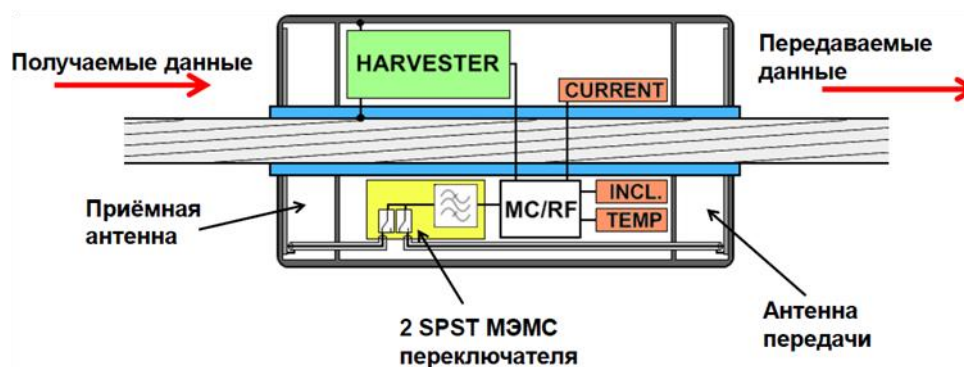


Рисунок 13 – Устройство модуля

Система открыта для интеграции различных датчиков, например для:

- Определение замыкания на землю;
- Температуры и влажности воздуха;

Выгоды от использования системы:

1. Повышение надёжность эксплуатации ЛЭП;
2. Предотвращение аварийных и чрезвычайных ситуаций в энергосистеме и как результат снижение убытков экономики страны от ЧС;
3. Уменьшить затраты на содержание и эксплуатацию ЛЭП(за счет предотвращения ЧС, быстрого обнаружения мест обрыва)

В чем основные особенности:

1. Принципиально новый подход в мониторинге ЛЭП: уход от концепции прогнозирования ЧС и оценки технического состояния линии, основываясь на прогнозе погодных явлений, средней температуры провода на участке большой протяженности и т.п., в сторону мониторинга каждого провода (пролета) в режиме реального времени (концепции IoT - промышленный интернет вещей). Теперь каждый провод передает данные телеметрии и тем самым встраивается в систему IoT [34].

2. Модули являются энергонезависимыми (питание осуществляется от магнитного поля ЛЭП);

3. Возможность установки модуля на ЛЭП от 1 кВ и более;

4. Возможность установки системы на участках ЛЭП с отсутствием связи GSM (в этом случае данные передаются на вышку с базовой станцией, далее на сервер);

5. Простота монтажа на ВЛЭП 6 кВ;

6. При серийном производстве - относительно невысокая стоимость модуля.

5.2 Полимерные изоляторы

Для производства полимерных изоляторов используют особые пластические массы, предназначенные для изоляции и механического крепления токоведущих частей в электрических установках, монтажа токоведущих шин распределительных механизмов электростанций.

Непрерывный процесс разложения полимеров на мономеры приводит к постоянному изменению химических и физических свойств изоляторов. Полимерные изоляторы преимущественно используют в помещении, реже на улице. Отличительной особенностью от фарфоровых изоляторов является меньшая подверженность загрязнению, большее удельное сопротивление изолятора. Ограничение использования на улице обусловлено старением изоляции ввиду длительного пребывания материала под действием ультрафиолетового излучения, ввиду чего распадается его структура, снижаются механические и электрические характеристики.

По настоящее время выделяют три поколения полимерных изоляторов, обусловленных технологией изготовления:

1. Полимерные изоляторы I поколения изготавливали по технологии ручной порёберной склейке оболочки полимера на стеклопластиковый стержень. При пробое или механическом разрушении стеклопластикового стержня происходила разгерметизация его клеевых швов, что приводило к увлажнению изолятора.

2. У изоляторов II поколения был осуществлён переход на цельнолитую

кремнийорганическую защитную оболочку, что сделало изоляторы устойчивыми к воздействию ультрафиолетового излучения и другим атмосферным факторам. Герметизация стержня в оконцеватель по-прежнему осуществлялась порёберной склейкой, что сохраняло проблему внутренней герметизации.

3. Для полимерных изоляторов III поколения произведена защита входа стержня защитной оболочкой, обладающей высокой адгезией к оконцевателю и стержню изолятора, что позволило повысить надёжность изоляторов этого поколения.

Достоинства полимерных изоляторов:

- устойчивость к вандализму;
- высокая механическая прочность;
- высокая величина напряжения пробоя;
- неподверженность к атмосферным загрязнениям;
- простота и удобство монтажа;
- незначительная масса;
- низкая стоимость производства.

Индивидуальная диагностика изоляторов позволяет осуществлять индивидуальный подход к оценке их технического состояния с учётом особенностей производства, монтажа, эксплуатации, внешних и внутренних воздействующих факторов, при этом значительно увеличивается эффективность определения места повреждения вплоть до конкретного изолятора, находящегося в гирлянде.

Опыт эксплуатации полимерных изоляторов показывает, что благодаря их высоким электрическим характеристикам (трекингоустойкости, эрозийной стойкости и др.), их внедрение в эксплуатацию позволяет повысить экономический эффект работы электрической сети, обусловленный увеличением надёжности электроснабжения, снижением затрат на

амортизацию и реновацию, простоте и удобству использования.

Требованиями для встроенных индикаторов полимерных изоляторов могут быть:

- сигнальный элемент индикатора, зарегистрировавшего протека- ние тока КЗ через контролируемый элемент ЛЭП, должен быть визуально распознан на расстоянии не более 40-50 м, либо иметь возможность дистанционной сигнализации его состояния;
- устойчивость индикатора для грозовых перекрытий изоляции исследуемого элемента ЛЭП для случаев, когда искровой разряд не развивается в дуговой;
- отсутствие влияния встроенного индикатора на электрические, физические или механические характеристики испытуемого объекта;
- устойчивость индикатора к агрессивным условиям - вибрации, загрязнению, влаге. Устойчивость к температурам в диапазоне норм эксплуатации - от -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
- возможность многократного использования индикатора;
- коррозионная стойкость элементов индикатора;
- высокий срок гарантийной работы индикатора, которые не дол- жен быть меньше гарантийного срока службы диагностируемого элемента.

5.3 Цифровая подстанция и ее преимущества

«Цифровая подстанция — это подстанция, оснащенная комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850. Цифровая подстанция обладает многочисленными преимуществами по сравнению с традиционной подстанцией». К ним относятся:

- а) более простая установка (гораздо меньше проводки);
- б) совместимость между устройствами, производимыми разными

производителями;

в) повышение надежности;

г) улучшенная точность измерений и запись информации;д)

улучшение ввода в эксплуатацию и эксплуатации;

е) легкое включение современных электронных датчиков СТ и VT;ё)

более высокая производительность ЭМС и изоляция цепей.

Цели создания цифровой подстанции

1) Повышенная надежность и доступность.

Широкие возможности самодиагностики цифровых устройств гарантируют максимальную доступность подстанции, а также полный набор функций: любое снижение производительности актива определяется в реальном времени. Внутренняя избыточность, встроенная в систему, может быть использована для самозавершения неправильной работы и позволяет устранять неполадки без необходимости первичного сбоя системы.

2) Оптимизированная работа активов.

Интеллект в цифровых схемах подстанций позволяет проводить тщательный мониторинг грузоподъемности оборудования завода, исходя из их проектных оценок. Этот анализ динамической нагрузки означает, что линии, кабели, трансформаторы и другое сетевое оборудование могут работать ближе к их границам.

3) Повышенная безопасность.

а) Снятие проводных меж-узловых схем ТТ (Трансформатора тока) снижает риск смертельной травмы из-за непреднамеренного открытия цепи персоналом;

б) Отсутствие масла в трансформаторах снижает риск взрыва;

в) Расширенный самоконтроль активов подстанции гарантирует, что они работают в безопасных пределах.

4) Снижение затрат на техническое обслуживание.

Цифровая подстанция тщательно контролирует все активы подстанции с точки зрения условий эксплуатации, эффективной грузоподъемности и показателей состояния активов. Интеллектуальные системы анализируют данные и дают рекомендации по действиям по техническому обслуживанию и ремонту. Это позволяет перейти к прогностическому обслуживанию, избежать непредвиденных сбоев и затрат на экстренный ремонт.

5) Оптимизация инвестиций.

Капитальные затраты на инвестиционные проекты сокращены по многим направлениям:

а) экономия времени, необходимого для проектирования и монтажа подстанций;

б) уменьшенные потребности в недвижимости;

в) медные кабели сокращаются на 80% за счет использования оптического волокна;

г) инструменты оптимизации активов позволяют ускорить нацеливание слабых зон, которые необходимо усилить, что позволяет снизить операционные расходы.

б) Простая модернизация и расширение существующих подстанций.

Взаимодействующие решения и использование волоконной оптики вместо медных проводов уменьшают продолжительность и затраты на отсутствие подстанций на этапе восстановления вторичного оборудования.

Это также относится к работам по расширению.

7) Стандартизация и совместимость.

Будучи совместимым с МЭК 61850, цифровые решения и подстанции разработаны для обеспечения совместимости с оборудованием других поставщиков, с высокой степенью стандартизации на уровне интерфейса систем вторичного оборудования.

8) Улучшенные возможности связи.

Обмен данными между интеллектуальными устройствами, внутри и между подсистемами, оптимизируется через Ethernet-связь. Интеллектуальные локальные и широкополосные блоки управления позволяют осуществлять обмен данными между уровнями напряжения внутри подстанций и между подстанциями. Прямая связь между подстанциями без необходимости транзита через центр управления уменьшает время отклика, позволяя быстрое приложения в режиме реального времени.

5.4 Применение активных фильтров

При работе с электрическими сигналами зачастую требуется выделить из них какую-либо одну частоту или полосу частот (например разделить шумовой и полезный сигналы). Для подобного разделения используются электрические фильтры [45]

Активный фильтр представляет собой четырехполюсник, содержащий пассивные RC-цепи и активные элементы: транзисторы, электронные лампы или операционные усилители. Активные фильтры обычно не содержат катушек индуктивности. Активные фильтры можно реализовать на повторителях напряжения, на операционных усилителях (ОУ), на усилителях с ограниченным усилением и др.

Основной характеристикой фильтра является его амплитудно–частотная характеристика (АЧХ), т.е. зависимость модуля коэффициента передачи K или обратной ему величины – затухания $a=1/K$ – от частоты сигнала. Для идеальных фильтров существуют частоты среза, разделяющие области пропускания ($a=0$) и задерживания ($a=1$), а затухание фильтра скачкообразно изменяется при переходе от полосы пропускания к полосе задерживания. В реальных фильтрах полосы пропускания и задерживания разделяются переходной зоной, в которой коэффициент затухания изменяется непрерывно от максимально допустимого пропускания ($a_п$) до минимально допустимого в полосе задерживания ($a_з$).

Вместо частот среза появляются две граничные частоты: частота среза

полосы пропускания (ω_p) и частота среза полосы задерживания (ω_z). Чем меньше отличаются ω_p и ω_z , тем выше качество фильтра.

Активные фильтры можно разделить на группы по различным признакам: назначению, полосе пропускаемых частот, типу усилительных элементов, виду обратных связей и др. По полосе пропускаемых частот фильтры делятся на четыре основные группы: нижних частот, верхних частот, полосовые и заграждающие. Фильтры нижних частот пропускают сигналы от постоянного напряжения до некоторой предельной частоты, называемой частотой среза фильтра. Фильтры верхних частот начиная с частоты среза, и выше. Полосовые фильтры пропускают сигналы в некоторой полосе частот от f_1 до f_2 , а заграждающие фильтры имеют характеристику, противоположную полосовым, и пропускают сигналы с частотой ниже f_1 и выше f_2 . Как полосовые, так и заграждающие фильтры могут иметь гребенчатую частотную характеристику, в которой будет несколько полос пропускания и затухания [45].

По типу усилительных элементов можно выделить транзисторные фильтры, фильтры на усилителях с ограниченным усилением, на операционных усилителях, на повторителях напряжения и др. Все рассмотренные фильтры могут иметь одну цепь обратной связи или несколько. В связи с этим различают фильтры с одноконтурной и с многоконтурной обратной связью.

Широкие возможности активных RC-фильтров связаны с использованием в них активных элементов. Цепи, содержащие только сопротивления и емкости, имеют полюсы передаточной функции на отрицательной действительной полуоси комплексной плоскости $p = \sigma + i\omega$, что ограничивает возможности создания фильтров. В отличие от пассивных, активные RC-фильтры (ARC-фильтры) могут иметь полюсы в любой части комплексной плоскости [45].

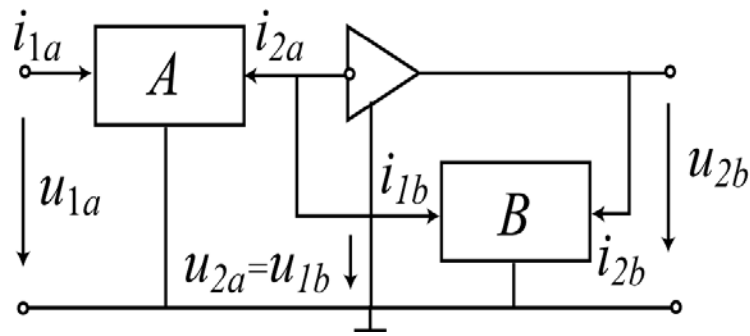


Рисунок 14 – Общая схема реализации фильтра на операционном усилителе с одноконтурной обратной связью.

На рисунке 14 не показан второй вход операционного усилителя, в таком случае автоматически полагается, что второй вход ОУ заземлён. При этом кружком на рисунке (здесь и далее) обозначается инвертирующий вход операционного усилителя.

Другим способом реализации ARC-фильтров является использование так называемых конверторов отрицательного полного сопротивления (КОС) и гираторов – схем включения ОУ. Эти устройства имитируют свойства катушек индуктивности, хотя в них кроме ОУ используются только конденсаторы и резисторы. Таким образом мы можем построить безиндуктивные фильтры с идеальными свойствами LC-фильтра [45].

5.5 Устройства продольной компенсации

УПК обеспечивают повышение пропускной способности, повышают стабильность работы системы, снижают потери, обеспечивают повышение качеств [44].

Увеличение объемов выработки, передачи и распределения электроэнергии при условии больших расстояний передачи электроэнергии между узлами потребления и мощными электростанциями приводят к повышению требований к экономичности и надежности работы системообразующих электрических сетей.

Необходимость увеличения передачи активной мощности вызывает дальнейшее увеличение пропускной способности линий электропередач, либо компенсацию реактивности ЛЭП.

УПК обеспечивают повышение пропускной способности, повышают стабильность работы системы, снижают потери, обеспечивают повышение качества напряжения и оптимизируют потокораспределение между параллельными линиями [44].

Стоимость конденсаторной группы УПК составляет в среднем всего лишь 10% от стоимости новой ЛЭП. При этом, как показывает практика, время окупаемости таких капиталовложений, обычно составляет всего лишь несколько лет.

Описание различного оборудования последовательных конденсаторных установок

В зависимости от размеров конденсаторной установки каждая фаза имеет один или два участка. Оборудование конденсаторной установки монтируется на стальной платформе, опирающейся на колонки изоляторов, и крепится оттяжками гирлянд изоляторов, рассчитанных в соответствии с напряжением системы.

Конденсаторная установка должна выдерживать усилие при КЗ, усилие ветра, обледенения, снегопада и землетрясения. Расчет этих механических усилий производится методом конечных элементов

Для случаев жестких сейсмических условий в проекте конденсаторной установки обязательно должно быть предусмотрено использование специальных пружинных амортизаторов в составе натяжных изоляторов. Естественная частота последовательных конденсаторных установок близка к частоте землетрясения. Естественная частота конденсаторной установки понижается с помощью соответствующих элементов пружинных амортизаторов, специально разработанных фирмой Nokian Capacitors для таких случаев применения [44].

Концепция проектирования систем защиты и управления заключается в обеспечении защиты конденсаторной установки и выполнении определенных требований по эксплуатации с учетом обеспечения высокой степени надежности и эксплуатационной готовности установки.

Для дистанционного управления последовательными конденсаторными установками, система защиты и управления оснащена устройствами дистанционного управления.

Для дистанционного управления последовательными конденсаторными установками, на основании протокола МЭК 60870-5-101, система защиты и управления оснащена устройствами дистанционного управления [44].

Комплексная система управления и защиты дублирована для обеспечения резерва всех защитных функций.

Особое внимание в конструкции уделено вопросу сведения к минимуму объема технического обслуживания оборудования, для чего обеспечена работа последовательной конденсаторной установки в «необслуживаемом» режиме. Д

Другой важной особенностью конструкции является обеспечение упрощения работ по техобслуживанию и определению неисправностей.

Конденсаторные блоки представляют собой полностью пленочную конструкцию, с экологически безопасной пропитывающей жидкостью, способной к биологическому разложению. В целях экономии и для уменьшения размеров платформ применяются большие конденсаторные блоки.

Конденсаторные блоки оборудованы внутренними предохранителями, благодаря их техническим и экономическим преимуществам.

В состав демпфирующей цепи входит воздушный сердечник и сухой реактор с параллельно включенным демпфирующим резистором.

Последовательно с резистором подсоединен небольшой искровой разрядник, который включает резистор в цепь только во время разряда

конденсаторной установки, таким образом, снижая до минимума потери при байпасе конденсаторной установки.

Искровой разрядник представляет собой быстродействующий стреляющий не самогасящий разрядник. В случае срабатывания реле защиты MOV- система защиты и управления запускает искровой разрядник при помощи светового сигнала, передаваемого по оптоволоконной колонне. Плазменная дуга триггatronа немедленно инициирует срабатывание искрового разрядника[44].

Различные типы схем последовательных конденсаторных установок

1) Схема с одним разрядником

Схему с одним разрядником можно назвать основной схемой с последовательной конденсаторной установкой. Она отличается простотой и применяется в основном только в тех случаях, когда предусмотрена только одна линия передачи. В тех случаях, когда имеются две или более параллельных линий, обычно применяется схема MOV.

2) Схема MOV

В случае возникновения неисправности за пределами той секции линии, где расположена последовательная конденсаторная установка, MOV будет выполнять защиту конденсаторов, но конденсаторная установка не будет байпасирована. Это улучшит стабильность работы линии электропередачи.

3) Последовательные конденсаторы с тиристорным управлением (TCSC)

Схема с тиристорным управлением может применяться для демпфирования колебаний на линии, если слабая сеть не гасит колебания, или гасит их недостаточно.

5.6 Выводы

Исходя из предложенных вариантов в данном разделе можно сделать вывод что данные инновационные решения, позволяют решить проблему поставленную выше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был выполнен ряд инженерных задач, показывающий уровень подготовки магистранта.

В магистерской диссертации проведен структурный и режимный анализ существующей сети Амурской области. По результатам анализа выявлены слабые места электрической сети данного энергорайона. Для дальнейших разработок произведен расчет режимов.

Расчеты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin 3. Осуществлен прогноз электрических нагрузок рассматриваемого района проектирования. На основании результатов расчетов и анализа режимов, разработан вариант модернизации сети с использованием инновационного оборудования.

Так же был произведен экономический расчет капиталовложения, расчет эксплуатационных издержек, так же посчитаны среднегодовые эксплуатационные затраты и определена величина ущерба от перерывов электроснабжения. Произведен расчет оценки экономической эффективности проекта и срок окупаемости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

2 Баковые выключатели ВЭБ-220 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vebuetm220/> (дата обращения 15.05.21).

3 Будовский В.П., Афанасьев А.И. Методика оценки коммерческих потерь электроэнергии. Электрические станции. 1997, № 8, с. 47-52.

4 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 24.05.21).

5 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 202. – 964 с.

6 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

7 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.

8 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.

9 Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие / Е. В. Калентионок. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.

10 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

11 Козлов, А.Н. Электромеханические переходные процессы в электрических системах: учебно – методическое пособие к курсовому проектированию / А. Н. Козлов, В.А. Козлов, А.С. Степанов. – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 111 с.

12 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.

13 Лютаевич, Александр Геннадьевич Повышение качества электроэнергии в распределительных сетях за счет снижения несинусоидальности кривой напряжения [Электронный ресурс]. URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01003481106/> (дата обращения: 14.05.21).

14 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.09 №281

15 Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при её производстве РД 34.11.-325-90. М., 1991.

16 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

17 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

18 Немцов Г.А. Анализ влияния качества электр. энергии на эксплуатацию электротехнических систем промышл. предприятий. -Дисс. докт. техн. наук.: 05.09.03. Москва, 1996. -445 с.

19 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.

20 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – ПАО ФСК ЕЭС, 2017. – 126 с

21 НТЦ Россети ФСК ЕЭС - базовый центр компетенций ПАО "ФСК ЕЭС [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ntc-power.ru/> (дата обращения: 20.05.2021).

22 Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 22.04.2021).

23 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 22.04.2021).

24 Повышение надежности и снижение эксплуатационных затрат ВЛ [Электронный ресурс]. URL: https://ozlib.com/1023877/tehnika/povyshenie_nadyozhnosti_vozdushnyh_linij (дата обращения 22.05.21).

25 Повышение пропускной способности ВЛ 110-220 КВ. Анализ технических решений [Электронный ресурс]. URL: <http://energobud.com.ua/en/konferentsii/10-tretja-mezhdunarodnaja-konferentsija-mgs/67-povyshenie-propusknoj-sposobnosti-vl-110-220-kv-analiz-tehnicheskikh-reshenij> (дата обращения 11.05.21).

26 Показатели качества электрической [Электронный ресурс]. URL: <http://e-audit.ru/quality/asymmetry.shtml> (дата обращения 15.05.21).

27 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

28 Приказ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных

энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

29 Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы»

30 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

31 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

32 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

33 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

34 Система мониторинга воздушных линий электропередач[Электронный ресурс]. URL: <https://gridology.ru/projects/1231> (дата обращения 18.05.21).

35 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

36 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

37 Сталеалюминенный высокотемпературный провод АСВТ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 15.05.21).

38 Стальные многогранные опоры ЛЭП 220 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 17.05.21).

39 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 15.05.21).

40 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2020-2024 годов.

41 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

42 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. URL: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> / (дата обращения: 23.05.21).

43 Трансформатор АДЦТН 125000/220/110-У1 [Электронный ресурс]. URL: <https://silovoytransformator.ru/220-kv-i-vyshe/atdctn-125000220110-u1.html> (дата обращения 15.05.21).

44 Устройство продольной компенсации [Электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/elektroseti/141581-ustroystva-prodolnoy-kompensatsii/> (дата обращения 07.05.21).

45 Фильтры активные [Электронный ресурс]. URL: https://www.sgu.ru/sites/default/files/textdocsfiles/2015/02/16/08_aktivnye_filtry.pdf (дата обращения 29.04.21).

46 ФСК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 14.05.21).

47 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 12.04.21).

48 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

49 «Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях»; Учебн. пособие для вузов. / Под ред. Веникова В.А. – М.: Энергоиздат, 2008. - 504с.

50 Эффективность применения инновационных высокотемпературных проводов АСВТ [Электронный ресурс].URL: http://energoservise.com/files/Statya_energoeffektivnost_ASVT.pdf/ (дата обращения: 18.05.21).